

Document d'enregistrement universel **2019**

Incluant le rapport financier annuel



sommaire

1

PRÉSENTATION DU GROUPE 5

1.1 Profil, stratégie et organisation du Groupe	6
1.2 Chiffres clés	15
1.3 Présentation des activités du Groupe	17
1.4 Propriétés immobilières, usines et équipements	37

2

FACTEURS DE RISQUE ET CONTRÔLE 41

2.1 Processus de gestion des risques	44
2.2 Facteurs de risque	45
2.3 Procédures de contrôle interne	59

3

DÉCLARATION DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE ET INFORMATIONS RSE 63

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise	64
3.2 Modèle d'affaires	66
3.3 Analyse des principaux risques RSE	68
3.4 Informations sociales	77
3.5 Informations environnementales	98
3.6 Informations sociétales	107
3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs	109
3.8 Éthique et Compliance	110
3.9 Plan de vigilance	112
3.10 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière figurant dans le rapport de gestion Groupe	116
3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales	118

4

GOVERNANCE 121

4.1 Organes d'administration	122
4.2 Dialogue actionnarial	148
4.3 Direction Générale	149
4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction	150
4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise	171
4.6 Code de gouvernement d'entreprise	176
4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	177

5

INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT 179

5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital	180
5.2 Actionnariat	191
5.3 Calendrier des communications financières	193

6

INFORMATIONS FINANCIÈRES 195

6.1 Examen de la situation financière	196
6.2 Comptes consolidés	217
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	340
6.4 Comptes sociaux	346
6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	392

7

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 397

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts	398
7.2 Contrats importants	400
7.3 Litiges et arbitrages - Concurrence et concentrations	400
7.4 Documents accessibles au public	401
7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel	402
7.6 Table de conversion, unités de mesure, sigles et acronymes, et glossaire	403
7.7 Table de concordance	409



Document d'enregistrement universel **2019** incluant le rapport financier annuel



Le présent Document d'enregistrement universel a été déposé le 18 mars 2020 auprès de l'AMF, en sa qualité d'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement.

Le Document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de titres financiers ou de l'admission de titres financiers à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note d'opération et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au Document d'enregistrement universel. L'ensemble alors formé est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) 2017/1129.



JEAN-PIERRE CLAMADIEU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Chers Actionnaires,

Le début d'année 2020 a été marqué par une décision importante pour la gouvernance de notre Groupe. Dans la perspective d'une nouvelle étape qui doit s'ouvrir pour l'entreprise, le Conseil d'Administration du 6 février 2020 a décidé de ne pas proposer le renouvellement du mandat d'administrateur d'Isabelle Kocher qui arrivait à son terme lors de la prochaine Assemblée Générale. Ses fonctions de Directrice Générale et d'administrateur ont pris fin le 24 février 2020.

En tant que Directrice Générale du Groupe, Isabelle Kocher a su engager la transformation du Groupe et y embarquer nos collaborateurs et nos parties prenantes. Nous poursuivons cette ambition de faire d'ENGIE un *leader* en matière de transition énergétique et climatique, avec la volonté d'accroître sa sélectivité, de simplifier ses processus et d'accélérer son développement. Pour porter cette nouvelle étape, avec l'appui du Comité des Nominations, des

Rémunérations et de la Gouvernance présidé par Françoise Malrieu, nous allons mener une recherche large d'un nouveau dirigeant dans le cadre d'un processus répondant aux meilleurs standards de gouvernance.

Afin d'assurer la transition managériale pendant cette période, le Conseil d'Administration a confié le pilotage opérationnel d'ENGIE à trois dirigeants expérimentés : Paulo Almirante, Directeur Général des Opérations, Judith Hartmann, Directrice Financière, et Claire Waysand, Secrétaire Générale nommée Directrice Générale par intérim. Pour ces quelques mois, le Conseil d'Administration m'a demandé d'accompagner Paulo, Judith et Claire, dans le respect du modèle de la gouvernance dissociée, modèle auquel je crois depuis de nombreuses années et qu'il nous a semblé préférable de ne pas modifier, même à titre transitoire. Le Conseil et moi-même sommes confiants dans leur capacité à diriger l'entreprise et à assurer le succès de cette période de transition. Je tiens à les remercier, ainsi que



NOUS POURSUIVONS CETTE AMBITION DE FAIRE D'ENGIE UN LEADER EN MATIÈRE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET CLIMATIQUE.



les autres membres du Comité Exécutif et les collaborateurs du Groupe pour leur engagement constant.

Maintenir ce niveau d'engagement au sein des équipes du Groupe est d'ailleurs la première des priorités de l'équipe de direction.

L'expertise et les compétences des équipes, ainsi que leur capacité à comprendre et à répondre aux demandes de nos clients, sont clés pour l'avenir de notre Groupe.

La deuxième priorité de cette période est d'atteindre les objectifs de performance opérationnelle et financière que nous nous sommes fixés dans le cadre du plan stratégique triennal présenté en février 2019 dans un contexte rendu récemment beaucoup plus difficile par la crise sanitaire mondiale. Deux mots-clés serviront de fil rouge. D'une part, la simplification de notre organisation et de nos modes de fonctionnement, pour gagner en agilité et en efficacité. D'autre part, l'identification de priorités clairement exprimées pour assurer une meilleure allocation de nos ressources humaines et financières. Dans un monde qui se complexifie, cette recherche de clarté et de lisibilité doit être une quête constante.

Le Groupe devra clarifier et renforcer son modèle économique. Il nous faut à cet effet développer avec détermination les métiers de solutions clients pour en faire un moteur de croissance plus rentable et pérenne ainsi que notre action dans le domaine des énergies renouvelables qui connaît un très fort développement. Il faut également valoriser notre histoire et nos savoir-faire de gestionnaire d'infrastructures, en majorité gazières, et de producteur d'électricité utilisant le nucléaire et le gaz, et montrer comment ces activités s'inscrivent dans la lutte contre le changement climatique. C'est cette feuille de route que l'équipe de direction devra établir puis mettre en œuvre.

Pour ce faire, le Groupe peut s'appuyer sur les bons résultats de l'exercice 2019 tirés par le retour à la normale de nos centrales nucléaires belges et par la performance de nos activités de gestion de l'énergie. ENGIE a ainsi affiché un Chiffre d'affaires de 60,1 milliards d'euros (+4,1%), un

Résultat Opérationnel Courant de 5,7 milliards d'euros (+14,4%), et un Résultat Net Récurrent, part du Groupe, de 2,7 milliards d'euros (11,1%¹)

Depuis la publication de ces résultats, l'évolution de l'épidémie de Coronavirus a pris une ampleur sans précédent et son issue demeure à ce stade encore incertaine. Le Groupe est pleinement engagé dans la gestion de cette crise qui fait l'objet d'un suivi en temps réel et de plans d'actions détaillés en permanence remis à jour. Notre absolue priorité est la santé de nos salariés, sous-traitants et clients ; nous devons également assurer la continuité de service de nos activités en particulier les plus critiques et nous nous attachons bien sûr à anticiper et limiter les impacts financiers de cette situation très exceptionnelle.

Pour l'avenir, les équipes peuvent compter sur la raison d'être du Groupe pour inspirer leurs actions. Nous vous proposons de l'inclure dans les statuts lors de l'Assemblée Générale de mai 2020. « *La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée.* » Cette raison d'être a été coconstruite avec les collaborateurs du Groupe, nos clients, nos partenaires, avec vous chers Actionnaires, et plus généralement avec l'ensemble de nos parties prenantes. Ces consultations ont fait apparaître une attente forte que cette raison d'être se décline en actions concrètes qui la crédibilisent. Notre raison d'être doit se transformer très rapidement en raison d'agir !

Vous pouvez, chers Actionnaires, compter sur l'engagement du Conseil d'Administration et de moi-même pour donner au Groupe les moyens de sa réussite. 2020 sera une année productive, elle ancrera notre ambition de répondre aux enjeux énergétiques et climatiques tout comme notre positionnement d'acteur de référence d'un capitalisme responsable.

¹ Croissances en organique

Rapport financier annuel, rapport de gestion et rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

Le présent Document d'enregistrement universel intègre (i) tous les éléments du rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier ainsi qu'à l'article 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers (AMF), (ii) toutes les mentions obligatoires du rapport de gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale Annuelle du 14 mai 2020 prévu à l'article L. 225-100 du Code de commerce et (iii) tous les éléments du rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise prévu à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Figure en Annexe du présent Document d'enregistrement universel une table de concordance entre les documents mentionnés par ces textes et les rubriques correspondantes du présent document.

Incorporation par référence

Conformément à l'article 28 du Règlement européen n° 809/2004 du 29 avril 2004, le présent Document d'enregistrement universel incorpore par référence les informations suivantes auxquelles le lecteur est invité à se reporter :

- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2018 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 186 à 204, et 205 à 344 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2019 sous le numéro D.19-0177 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2017 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 186 à 202, et 203 à 340 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 28 mars 2018 sous le numéro D.18-0207.

Ces informations sont à lire conjointement avec l'information comparative présentée au 31 décembre 2019.

Les informations incluses dans ces Documents de Référence, autres que celles visées ci-dessus, sont, le cas échéant, remplacées ou mises à jour par les informations incluses dans le présent Document d'enregistrement universel. Ces Documents sont accessibles dans les conditions décrites à la Section 7.4 «Documents accessibles au public» du présent Document d'enregistrement universel.

Indications prospectives et données de marché

Le présent Document d'enregistrement universel contient des indications prospectives, notamment à la Section 1.1 «Profil, stratégie et organisation du Groupe», à la Section 1.3 «Présentation des activités du Groupe» et à la Section 6.1.1.2 «Objectifs financiers». Ces indications ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme une garantie que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints, ceux-ci étant par nature soumis à des aléas et des facteurs externes, tels que ceux présentés dans le Chapitre 2 «Facteurs de risque et contrôle».

Sauf indication contraire, les données de marché figurant dans le présent Document d'enregistrement universel sont issues des estimations internes d'ENGIE sur la base des données publiquement disponibles.

Note

Dans le présent Document d'enregistrement universel, les termes «ENGIE» ou la «Société» ou «l'Émetteur» ou «l'Entreprise» désignent la société anonyme ENGIE. Le terme «Groupe» désigne ENGIE et ses filiales.

Une liste des unités de mesure, des sigles et acronymes, ainsi qu'un glossaire des termes techniques les plus utilisés figurent à la Section 7.6 du présent Document d'enregistrement universel.

Des exemplaires du présent Document d'enregistrement universel sont disponibles sans frais sur le site internet de la Société (engie.com), sur le site internet de l'Autorité des marchés financiers (amf-france.org) ainsi qu'auprès d'ENGIE, 1 place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie (France).

Présentation du Groupe

1.1	Profil, stratégie et organisation du Groupe	6	1.3	Présentation des activités du Groupe	17
1.1.1	Présentation générale	6	1.3.1	France	17
1.1.2	Histoire et évolution de la Société	7	1.3.2	Reste de l'Europe	24
1.1.3	Priorités stratégiques	8	1.3.3	Amérique latine	27
1.1.4	Organisation	10	1.3.4	États-Unis & Canada	29
1.1.5	Innovation, Recherche & Technologies	12	1.3.5	Moyen-Orient, Asie & Afrique	30
1.1.6	Faits marquants 2019	14	1.3.6	Autres	34
1.2	Chiffres clés	15	1.3.7	Présentation des <i>Global Business Lines</i>	36
1.2.1	Indicateurs financiers	15	1.4	Propriétés immobilières, usines et équipements	37
1.2.2	Indicateurs RSE	16			

1.1 Profil, stratégie et organisation du Groupe

1.1.1 Présentation générale

«La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée».

Le groupe ENGIE est un groupe mondial de référence en matière de solutions clients et d'infrastructures complexes bas carbone. Pour répondre à l'urgence climatique, son ambition est de devenir le *leader* mondial de la transition vers la neutralité carbone pour les entreprises et les collectivités territoriales.

Le Groupe s'appuie sur ses métiers clés (renouvelables, infrastructures, solutions clients) pour proposer des solutions compétitives à haute valeur ajoutée, clés en main («as a service»).

La décarbonation et la digitalisation se poursuivent, et la décentralisation s'accélère : les collectivités territoriales et les entreprises doivent répondre à l'urgence climatique et à l'impératif neutralité carbone. Une équation complexe qui requiert des investissements rentables afin d'améliorer la performance et la qualité de vie de ces acteurs.

Les entreprises de l'énergie sont ainsi confrontées à une nouvelle demande : accompagner leurs clients dans leur transition vers la neutralité carbone en minimisant les impacts sur le confort, la productivité ou les coûts.

La production et la commercialisation de l'électricité, ainsi que la commercialisation du gaz, sont des secteurs d'activités largement ouverts à la concurrence en Europe. Ils restent cependant réglementés, de manière différenciée selon les pays, notamment en ce qui concerne les prix de vente d'énergie aux particuliers. Les activités constituant des monopoles naturels – comme le transport et la distribution de l'électricité et dans une large mesure de gaz – sont plus étroitement encadrées par les régulateurs nationaux et les règles européennes.

Ailleurs dans le monde, les acteurs privés opèrent souvent dans le cadre de contrats à long terme établis à l'issue d'appels d'offres.

ENGIE est un *leader* européen et mondial⁽¹⁾ dans les domaines des solutions clients, de la production d'électricité bas carbone et des infrastructures de gaz :

- **solutions clients** : ENGIE est le 1^{er} opérateur mondial de réseaux de froid et 4^e opérateur de réseaux de chaleur (en TWh). Le Groupe est le 1^{er} fournisseur de services d'efficacité énergétique et le 2^e pour les services d'installation en Europe. ENGIE est aussi le 2^e fournisseur mondial de bornes de recharge pour véhicules électriques.

Dans les nouvelles activités, ENGIE a pris une position de *leader* sur les nouveaux segments de l'énergie distribuée (2^e dans les micro-réseaux et micro-réseaux isolés) ainsi que dans les installations solaires pour les clients industriels et commerciaux.

Au niveau mondial, ENGIE fournit du gaz et de l'électricité, via près de 21 millions de contrats, à des clients finaux dont près de la moitié se situe hors de France.

En Europe, ENGIE est parmi les premiers vendeurs et importateurs de gaz. En France, ENGIE est le *leader* historique de la commercialisation de gaz et le deuxième producteur et fournisseur d'électricité. En Belgique, ENGIE est, par le biais de sa filiale Electrabel, le premier producteur et fournisseur d'électricité et est fournisseur de gaz naturel ;

- **infrastructures de gaz** : le Groupe est le 1^{er} opérateur d'infrastructures gazières en Europe avec un portefeuille comprenant réseaux de transport, réseaux de distribution, stockage et terminaux GNL. Il est également un acteur important au Mexique et au Brésil ;

- **production d'énergie bas carbone et acheminement de gaz et d'électricité** : ENGIE est le 2^{ème} opérateur hydraulique et le premier dans l'éolien et le solaire réunis en France ; un des pionniers du nucléaire en Belgique. Le Groupe compte parmi les principaux acteurs en Europe en matière de production électrique. ENGIE est parmi les acteurs qui comptent dans les appels d'offres internationaux, notamment en Amérique latine et au Moyen-Orient, avec des positions fortes au Brésil, au Pérou, au Mexique et au Chili.

Le site internet du Groupe est : www.engie.com. Toutes les informations disponibles sur ce site ne font pas partie du présent Document d'enregistrement universel.

(1) Ces positions concurrentielles sont établies sur la base d'un travail d'expertise interne du Groupe, réalisé à partir des informations disponibles publiées par les acteurs ou par des organismes externes d'analyse (Bloomberg et Global Data)

1.1.2 Histoire et évolution de la Société

La Société résulte de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France (GdF) par décisions des Assemblées Générales Mixtes des actionnaires de GdF et de SUEZ en date du 16 juillet 2008, laquelle fusion a pris effet le 22 juillet 2008.

Créée initialement en 1946 sous la forme d'un EPIC (Établissement public à caractère industriel et commercial), GdF a été transformée en société anonyme pour une durée de 99 ans par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité, du gaz et aux entreprises électriques et gazières, portant modification de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, et dont les dispositions visaient à organiser l'évolution du statut de la Société.

Le 7 juillet 2005, le capital de GdF a été ouvert par voie d'introduction en bourse. La première cotation de l'action de la Société, sous son ancienne dénomination Gaz de France, a eu lieu le 7 juillet 2005.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004, telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, et le décret n° 2007-1784 du 19 décembre 2007 ont autorisé le transfert de la Société du secteur public au secteur privé. Le 22 juillet 2008, GdF a absorbé SUEZ par voie de fusion-absorption, ce qui a entraîné le transfert au secteur privé de la majorité du capital de la Société, laquelle a adopté la raison sociale GDF SUEZ.

SUEZ résultait de la fusion de la Compagnie de SUEZ et de la Lyonnaise des Eaux intervenue en 1997. À cette époque, la Compagnie de SUEZ, qui avait construit et exploité le canal de SUEZ jusqu'à sa nationalisation par le gouvernement égyptien en 1956, était une société holding possédant des participations diversifiées en Belgique et en France, en particulier dans les secteurs financiers et de l'énergie. Lyonnaise des Eaux était, pour sa part, une société diversifiée dans la gestion et le traitement de l'eau, les déchets, la construction, la communication et la gestion d'installations techniques. SUEZ était devenu un groupe industriel et de services international et avait pour mission de répondre aux besoins essentiels dans l'électricité, le gaz, les services à l'énergie et à l'industrie, l'eau et la propreté.

Le contexte de dérégulation des marchés européens de l'énergie au début des années 1990 a favorisé le développement à l'international des deux sociétés Gaz de France et SUEZ, qui ont progressivement étendu leurs activités hors de leurs marchés historiques respectifs, tant en Europe qu'au grand international.

La Société a conclu le 3 février 2011 une opération de rapprochement avec International Power. En 2012, elle a confirmé sa stratégie d'acteur mondial de l'énergie en finalisant le 29 juin 2012 l'acquisition des titres détenus par les actionnaires minoritaires d'International Power.

Le pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company est arrivé à échéance le 22 juillet 2013 et n'a pas été renouvelé. Le contrat de coopération et de fonctions partagées et l'accord de financement entre la Société et SUEZ Environnement Company ont également pris fin. La Société est passée d'une consolidation globale à une mise en équivalence des activités de SUEZ Environnement Company dans ses comptes.

La Société réaffirme sa volonté de demeurer un partenaire stratégique de long terme et l'actionnaire de référence de SUEZ. Les principes directeurs des accords industriels et commerciaux entre la Société et SUEZ Environnement Company ont été entérinés en janvier 2013 et ont fait l'objet d'un accord-cadre entre les deux entreprises de la même façon qu'il aurait pu être conclu avec des tiers externes au Groupe. Ils portent sur la préférence réciproque, aux conditions de marché, en matière d'achats/ventes, la poursuite de coopérations dans certaines activités industrielles, le développement d'éventuelles offres commerciales communes, la coopération en matière de développement durable, d'innovation et de recherche et développement.

Enfin, les deux sociétés ont signé début mars 2016 un contrat prévoyant l'apport par ENGIE à SUEZ de l'intégralité du capital de la société SUEZ IP, qui est propriétaire d'un ensemble de droits de propriété intellectuelle lié notamment à la marque SUEZ.

Le 29 juillet 2015, l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires a approuvé le changement de dénomination sociale de la Société et a adopté comme nouvelle dénomination sociale «ENGIE».

1.1.3 Priorités stratégiques

Les mutations que connaissent les marchés sur lesquels évolue le Groupe sont de plus en plus concrètes alors que la deuxième vague de la transition énergétique est présente :

- la décarbonation et la digitalisation se poursuivent ;
- les collectivités territoriales et les entreprises doivent répondre à l'urgence climatique et à l'impératif d'aller vers la neutralité carbone. En particulier les 500 plus grandes entreprises mondiales cherchent de plus en plus à concevoir et mettre en œuvre une stratégie neutralité carbone requérant des solutions sophistiquées intégrant des prestations variées (stratégie, conception, ingénierie, construction d'actifs sobres en énergie, plateformes numériques, exploitation, financement et engagement de résultat).

Au cours des trois dernières années, ENGIE s'est profondément transformé en concentrant son développement sur trois activités : le gaz, les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, tout en prenant des positions fortes sur des activités innovantes (mobilité verte et réseaux intelligents notamment). Cette transformation a permis à ENGIE de renouer avec une croissance organique et de s'imposer comme *leader* de la transition énergétique compétitive.

ENGIE affirme son ambition de devenir le *leader* mondial des solutions intégrées «neutralité carbone».

Lors du *Capital Markets Day* qui s'est tenu le 28 février 2019, le Groupe a présenté son ambition et ses orientations stratégiques pour la période 2019-2021 qui s'articulent autour de trois grandes priorités :

- devenir le *leader* mondial de la transition vers la neutralité carbone des entreprises et collectivités territoriales.

ENGIE dispose désormais d'une capacité unique à intégrer l'ensemble des prestations (stratégie, conception, etc.) dans une offre intégrée sur ce nouveau marché. Notamment sur le marché des 500 plus grandes entreprises mondiales, ENGIE se positionne en *leader* grâce à une démarche 360° qui vise à répondre aux besoins de ces entreprises en leur proposant une approche stratégique, compétitive, et un suivi solide de la performance ;

- se spécialiser dans les offres à haute valeur ajoutée :
 - dans les solutions clients, l'accélération de la croissance se fera à l'aide d'une gamme élargie de services incluant la cogénération sur site, les réseaux de chaleur et de froid, l'éclairage public, les panneaux solaires sur toitures et les stations de chargement de véhicules électriques. De manière concrète, ces solutions intégreront la prise en charge du financement des équipements des entreprises et des collectivités,
 - dans les infrastructures, le Groupe continuera de dégager des rendements et des flux de trésorerie importants et ENGIE continuera d'investir dans la conversion de ses réseaux aux gaz verts. ENGIE restera également attentif aux opportunités d'investissement dans les marchés dynamiques en développement,
 - dans les renouvelables, ENGIE poursuivra le développement des contrats d'achat d'électricité de long terme (PPA) et l'approvisionnement 24h/24, 7j/7 en énergie verte, qui sont très demandés. À long terme, ENGIE compte jouer un rôle majeur dans les renouvelables de nouvelle génération, notamment l'éolien en mer et le gaz vert. D'ici 2021, le Groupe se fixe plusieurs objectifs : 50% des nouveaux projets renouvelables seront directement dédiés aux usages des clients ou à des technologies complexes ; devenir l'un des *leaders* des PPA pour les entreprises, en particulier pour les contrats permettant

un approvisionnement 24h/24 et 7j/7, ajouter 9 GW de capacités renouvelables additionnelles à son portefeuille de capacités,

- dans ses autres activités de production d'électricité, ENGIE poursuivra l'optimisation de ses actifs et la réduction de son empreinte carbone. Le Groupe diminuera ses capacités thermiques, en particulier ses capacités charbon, et optimisera ses capacités gaz selon les exigences de ses clients, y compris via la combinaison de technologies telles que le dessalement et la cogénération. Les activités nucléaires en Belgique ont renoué avec un meilleur taux de disponibilité. Le Groupe s'attend à ce que cette bonne disponibilité se confirme après les arrêts planifiés en 2020 pour finaliser les travaux de prolongation d'une partie des centrales jusqu'en 2025,
- en matière de vente d'énergie, ENGIE continuera d'accroître son portefeuille de clients particuliers et entreprises, notamment grâce à des offres innovantes et une meilleure qualité de service. Sur le segment des clients particuliers, la rentabilité de ce portefeuille devrait être limitée par une forte pression sur les marges. Dans ce contexte, ENGIE a décidé de limiter ses ambitions de développement aux territoires dans lesquels le Groupe est déjà présent ;
- mobiliser des capacités clés dans le digital et l'agrégation de financement :
 - le Groupe a déployé des plateformes digitales mondiales qui lui ont permis de renforcer sa compétitivité, et continuera d'enrichir le contenu logiciel de ses solutions afin de se démarquer en tant que fournisseur numéro un de logiciels dans le secteur de l'énergie,
 - disposant par ailleurs d'un portefeuille de projets incomparable, d'un solide réseau de relations avec des investisseurs et de capacités exclusives de structuration, ENGIE fera de l'agrégation de financement une part essentielle de ses solutions intégrées ; le tout, au service, d'une part, de l'optimisation du coût du capital et donc de la compétitivité des offres, et d'autre part de l'accélération de la croissance d'ENGIE, tout en réduisant l'intensité capitalistique individuelle des projets. Ce modèle, appliqué par ENGIE depuis longtemps à ses activités thermiques et renouvelables, est désormais mis en œuvre dans ses activités de Solutions clients et d'autres projets innovants.

ENGIE renforce la sélectivité de ses offres et de ses critères d'investissement et concentre ses efforts de développement sur 20 pays et 30 métropoles. Il simplifie par ailleurs son reporting financier.

Le Groupe qui dispose d'une perspective claire concernant les caractéristiques d'investissement attractifs, appliquera des critères très stricts en matière d'investissements stratégiques et financiers. Les offres complexes, innovantes, intégrées, sur le long terme et axées sur les résultats seront privilégiées par rapport aux activités simples, standardisées, payées à l'acte. Les investissements seront différenciés au fil du temps, en tenant compte d'une contrainte de retour financier d'au moins 200 points de base (bps) supérieur au coût moyen pondéré du capital et de 400 bps supérieurs au coût des fonds propres.

Dans une volonté d'affiner l'empreinte géographique et l'allocation du capital, les priorités d'investissement du Groupe sont centrées sur 20 pays et 30 métropoles en développement. L'objectif sera d'être parmi les trois premières entreprises dans ces géographies et de densifier les opérations sur ces territoires. ENGIE sortira également d'environ 20 pays au cours des prochaines années en vue de concentrer ses efforts sur les géographies prioritaires.

Lors de la présentation de ses résultats financiers 2019, ENGIE a mis à jour ses objectifs financiers pour la période 2020-2022 :

Environ 10 milliards⁽¹⁾ d'euros d'investissements de croissance prévus sur la période 2020-2022.

ENGIE consacrera environ 10 milliards d'euros sur la période 2020-2022 à des investissements de croissance et des acquisitions organiques de petite et moyenne taille (*tuck-ins*) principalement dans les Solutions clients, les Infrastructures et les Renouvelables, tandis que 4 milliards d'euros de cessions d'actifs sont attendus au cours de la même période.

ENGIE poursuivra la réduction de ses coûts internes et l'amélioration de sa rentabilité.

Les objectifs du programme de performance pour la période 2019-2021 sont confirmés. Ce programme repose sur des initiatives de réduction des coûts, utilisant différents leviers, dont les achats, la digitalisation et

les centres de services partagés ; des opportunités d'amélioration du chiffre d'affaires et des marges découlant de l'optimisation des actifs d'ENGIE et des offres clients. L'impact global du programme est actuellement fixé à 800 millions d'euros, avec un résultat légèrement pondéré vers 2020 et 2021.

Une accélération soutenue des attentes d'ENGIE en matière de croissance des bénéfices.

Sur la base d'un ensemble d'hypothèses déterminantes (voir Section 6.2.2 «Notes aux comptes consolidés – N° 6.1.1.1.2 Objectifs financiers»), le taux de croissance annuel moyen du résultat net récurrent (part du Groupe) devrait progresser entre 6 et 8 % et l'EBITDA du Groupe de 2% à 4% en moyenne chaque année sur la période 2019-2022. Le résultat opérationnel courant (ROC) du Groupe devrait croître en moyenne chaque année entre 4% et 6% sur la même période. Les attentes en matière de croissance du ROC pour 2020 par *business lines* sont les suivantes :

	31/12/2019 (en millions d'euros)	ROC 2019-2020*	Principaux facteurs
Solutions clients	1 090	+	Croissance organique du chiffre d'affaires et des marges, nouvelles acquisitions
Infrastructures	2 327	-	Augmentation de la contribution de TAG, compensée par la baisse des taux de rémunération
Renouvelables	1 190	++	Volume et prix de l'hydroélectricité en France et décision au Brésil sur la compensation des pertes passées dues à la faiblesse du <i>dispatch</i> de l'hydroélectricité. Augmentation de l'éolien et du solaire en raison des marges de DBSO et de la mise en service des actifs
Thermique	1 260	--	Effet des cessions et <i>spreads</i> en baisse
Nucléaire	(314)	+	Prix captés en hausse et diminution de la disponibilité
Supply	345	++	Effets positifs des <i>one-offs</i> négatifs de 2019 et d'un climat moyen en 2020

* un seul signe + ou - représente une croissance ou une diminution à 1 chiffre ; un double ++ ou -- représente une croissance ou une diminution à 2 chiffres

La croissance d'ENGIE accélérera la croissance du résultat net et générera des dividendes attractifs pour les actionnaires (voir Section 6.1.1.1.2. «Objectifs financiers»).

Dette nette du Groupe : pour 2020 et sur le long terme, ENGIE prévoit un ratio dette économique nette / Ebitda inférieur ou égal à 4,0x et continue de viser une notation crédit « strong investment grade ».

Sur le plan des ressources humaines : afin de gagner en agilité pour s'adapter aux évolutions de son environnement, le Groupe met en œuvre un plan d'action ambitieux positionnant l'individu et le collectif au cœur des transformations et reposant sur les trois axes stratégiques sont les suivants :

- la culture et le *leadership* : responsabilité décentralisée, innovation et performance ;
- l'adaptation des compétences et des métiers aux solutions clients et digitales ;
- l'organisation agile, mode projet et amélioration continue.

Au sein d'ENGIE, la responsabilité environnementale et sociétale est fortement intégrée à l'élaboration de la stratégie de l'entreprise par le développement du :

- *sustainable business*, correspondant à l'identification et à la transformation des problématiques environnementales et sociétales en opportunités pour les métiers du Groupe ;
- suivi des risques extra-financiers correspondant à la gestion des risques des activités et des installations du Groupe liés à l'environnement, l'acceptabilité locale et internationale, la santé-sécurité, la gestion des ressources humaines, l'éthique et la gouvernance.

ENGIE a notamment formalisé ses engagements par la publication en 2014 de sa politique de responsabilité environnementale et sociétale et annoncé en mai 2016 six nouveaux objectifs extra-financiers à horizon 2020.

Début 2020, le Groupe a défini de nouveaux objectifs RSE à horizon 2030, s'inscrivant dans la nouvelle stratégie du Groupe et complétant les objectifs RSE existant à horizon 2020 (voir Section 3.1.2 «Objectifs RSE 2030»).

Dans ce contexte, l'éthique tout comme la sécurité des personnes forment le socle commun de toute activité du Groupe.

(1) Nets des cessions partielles dans le cadre du schéma DBSO et hors CAPEX financiers Synatom

1.1.4 Organisation

Pour relever le défi de la révolution énergétique mondiale et être plus proche de ses clients, ENGIE s'est doté le 1^{er} janvier 2016 d'une organisation simplifiée, fondée sur une approche territoriale et décentralisée. En 2019, ENGIE était constitué de 23 entités opérationnelles (*Business Units*, BU)⁽¹⁾, de quatre *Global Business Lines*⁽²⁾ et de différentes fonctions support et fonctions opérationnelles (voir Section 1.3 «Présentation des activités du Groupe»).

Les BU sont pour la plupart constituées à l'échelle d'un pays ou d'un groupe de pays, selon la densité d'activités recensées dans les géographies concernées. Elles rassemblent les activités du Groupe à même de répondre, sur un territoire donné, aux attentes de leurs clients et parties prenantes.

Sont ainsi constituées :

- 11 BU géographiques en Europe et dans le monde (Afrique ; Amérique du Nord ; Amérique latine ; Asie Pacifique ; Benelux ; Brésil ; Chine ; Europe du Nord, du Sud et de l'Est ; Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale, et Turquie ; Royaume-Uni et Génération Europe) qui ont en charge, sous une autorité unique, le pilotage de l'ensemble des activités du Groupe dans la zone considérée ;
- la France, compte tenu de sa taille et de la présence d'entités régulées, est traitée de manière particulière. Elle comporte huit BU dont quatre spécialisées dans les infrastructures gazières (transport ; distribution ; terminaux et stockage) et quatre liées aux activités BtoB, BtoC, Réseaux et Renouvelables ;
- enfin quatre BU de pilotage global, au regard de la portée mondiale de leurs activités, complètent les entités opérationnelles : les BU Hydrogène, *Global Energy Management*, Gaztransport & Technigaz (GTT) et Tractebel.

Chacune de ces BU est représentée au Comité Exécutif (Comex) du Groupe par un Directeur Général Adjoint, qui en assure la supervision.

En complément de cette logique géographique, quatre *Global Business Lines* ont été créées en avril 2019 pour soutenir les équipes locales au niveau des BU et la performance transverse : Solutions clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique (voir Section 1.3.7 «Présentation des *Global Business Lines*» et 6.2.2 «Notes aux comptes consolidés – N° 6 Information sectorielle»).

Des fonctions support et des fonctions opérationnelles complètent l'organisation et visent à renforcer l'action des *Global Business Lines* pour développer les synergies dans le Groupe et soutenir les BU :

- les fonctions support sont constituées comme suit : Secrétariat Général, Direction Financière, Direction des Ressources Humaines Groupe, Direction de la Marque et de la Communication Groupe, Direction

Global Care, Direction du Corporate, Direction Digital et des Systèmes d'Information Groupe, Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise, Direction de l'Immobilier Groupe et les directions rapportant directement à la Direction Générale (Direction Audit Interne, Direction Institutions France et Territoires, et Direction Internationale) ;

- un *Global Industrial Hub* a été créé mi-2019 en rassemblant les directions opérationnelles du *Corporate* afin d'apporter une expertise mutualisée et transversale à l'ensemble du Groupe et placé sous la responsabilité d'un Directeur Général Adjoint. Les équipes de *Global Industrial Hub* travaillent en étroite collaboration avec les *Global Business Lines* et les BU dans quatre domaines d'activités : Stratégie, Recherche et Innovation, Développement industriel et Achats.
- Les *Global Business Lines*, le *Global Industrial Hub* et les fonctions support sont regroupés au sein du périmètre du *Corporate*.

Par ailleurs, l'entité *Global Business Support* regroupe les Centres de Services Partagés du Groupe en France et en Belgique. Elle couvre sept périmètres fonctionnels : achats généraux, IT, finance, ressources humaines, immobilier et logistique, systèmes d'information, consulting interne et juridique.

En janvier 2020, le Groupe a modifié son organisation opérationnelle en créant 4 nouvelles BU :

- une BU Nucléaire en Belgique créée à partir de la scission de la BU Benelux ;
- trois BU liées aux Solutions clients (Villes & Collectivités, Tertiaire & Proximité, Industrie) en France. Ces trois BU ont été créées à partir de la réorganisation des BU France BtoB et France Réseaux.

Le Groupe est désormais constitué de 25 entités opérationnelles ou BU (voir le schéma d'organisation du Groupe ci-après).

La Société exerce une activité économique propre. Le nombre de filiales contrôlées directement ou indirectement par la Société était d'environ 3 120 à fin 2019. En complément des listes figurant en Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés – Note 2 Principales filiales au 31 décembre 2019» et Section 6.4.2 «Notes aux Comptes sociaux – Note 4.4 Filiales et participations», la liste des entreprises contrôlées est accessible sur le site internet du Groupe (www.engie.com, rubrique Investisseurs).

La présentation de l'activité et des actifs économiques stratégiques des principales filiales de la Société, ainsi que de leur implantation géographique, figurent à la Section 1.3 «Présentation des activités du Groupe».

(1) Une vingt-quatrième entité regroupe les activités holding et Corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, l'activité d'Entreprises et Collectivités d'ENGIE SA et la contribution de l'entreprise associée SUEZ

(2) Voir Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés N° 6 »

Une organisation au service des clients et de ses territoires

25 Business Units

12 BU en Europe et dans le monde

- Afrique
- Amérique du Nord
- Amérique latine
- Asie-Pacifique
- Brésil
- Benelux
- Chine
- Europe du Nord, du Sud et de l'Est
- Génération Europe
- Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale, et Turquie
- Royaume-Uni
- Nucléaire ⁽¹⁾

9 BU en France



- GRDF
- GRTgaz
- Storengy
- Elengy
- Villes et Collectivités ⁽²⁾
- Tertiaire et proximité ⁽²⁾
- Industrie ⁽²⁾
- France BtoC
- France Renouvelables

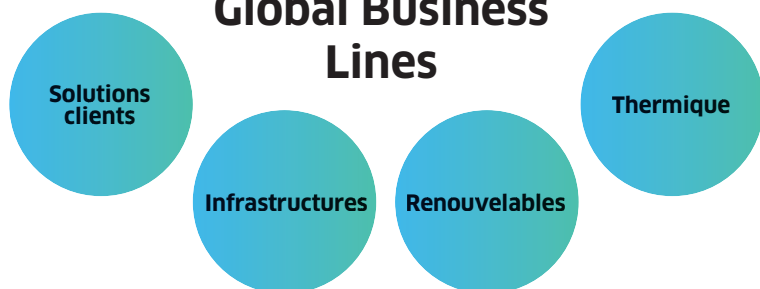
4 BU globales

- Global Energy Management
- Hydrogène
- GTT
- Tractebel

Corporate

4

Global Business Lines



Fonctions support

- Secrétariat Général
- Direction Financière
- Direction des Ressources Humaines Groupe
- Direction du Corporate
- Direction de la Marque et de la Communication Groupe
- Direction Global Care
- Direction Digital et des Systèmes d'Information Groupe
- Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise
- Direction de l'Immobilier Groupe
- Directions rapportant directement à la Direction Générale
 - Direction Audit Interne
 - Direction Institutions France et Territoires
 - Direction Internationale

Global Industrial Hub

- Direction de la Stratégie Groupe
- Direction de l'Innovation Stratégique et de la Disruption
- ENGIE Research
- ENGIE Fab
- Direction Management des Risques
- Direction de l'Intégration et Knowledge management
- Directions des Relations Externes
- Direction Opérationnelle des Projets
- Business Development Oversight
- Direction de l'Accélération Taskforce
- Direction de la Performance Opérationnelle Groupe
- Direction des Achats Groupe
- Cockpit du Hub Industriel

Global Business Support

⁽¹⁾ Créée début 2020 à partir de la scission de la BU Benelux

⁽²⁾ Ces trois BU ont été créées début 2020 à partir de la réorganisation des BU France BtoB et France Réseaux

1.1.5 Innovation, Recherche & Technologies

1.1.5.1 Innovation

Pour être *leader* de la transition neutralité carbone «*as a service*», le Groupe s'appuie notamment sur l'innovation pour répondre aux nouvelles attentes de ses clients.

ENGIE Fab est le point d'entrée en matière d'innovation et de nouveaux *business*, de l'idée à leur mise en œuvre. ENGIE Fab est organisé autour de trois segments : *Origination* et communication de l'innovation, *ENGIE New Ventures* et *ENGIE New Business Factory*.

Le segment *Origination* et communication de l'innovation a pour ambition l'animation des écosystèmes internes et externes d'innovation du Groupe pour faciliter la collaboration entre nos entités, nos clients, partenaires et communautés. Plusieurs outils et processus sont déployés pour favoriser la créativité entrepreneuriale et faire en sorte que l'innovation concoure durablement au développement commercial du Groupe.

Les Trophées de l'Innovation récompensent chaque année les projets innovants des collaborateurs du Groupe. L'édition 2019 des Trophées de l'Innovation a recueilli 520 candidatures issues de 48 pays.

Afin de renforcer ses liens avec l'écosystème d'innovation des territoires où il est présent, le Groupe s'associe aux événements majeurs sur le thème de l'innovation. En 2019, ENGIE a notamment été présent au CES à Las Vegas et à *Viva Technology* à Paris.

Depuis 2014, ENGIE a lancé plus de 105 appels à projets à destination des *start-ups*. Plus de 3 000 propositions ont été reçues pour répondre aux besoins techniques ou commerciaux des entités opérationnelles du Groupe.

Le fonds d'investissement *ENGIE New Ventures* accompagne des *start-ups* innovantes depuis 2014 afin de créer des options stratégiques pour ENGIE. Il est doté de 182 millions d'euros et a vocation à prendre des participations capitalistiques minoritaires dans des *start-ups* innovantes et en développement, liées aux activités futures du Groupe, en leur offrant un double levier : apport financier d'une part, et contribution stratégique d'autre part (partenariat commercial privilégié, accès aux marchés, etc.). Il investit également dans d'autres fonds externes (par exemple dans le fonds Paris Fonds Vert en 2018).

Au 31 décembre 2019, le portefeuille d'*ENGIE New Ventures* comporte 20 participations directes dans des *start-ups* dont les investissements les plus récents sont dans *Lancey Energy Storage* (France – chauffage électrique intelligent) et *Vyn* (Royaume-Uni – plateforme de support à la maintenance d'installations).

ENGIE New Business Factory a été créé mi-2018 pour incuber et accélérer chaque année de nouveaux *business* ayant le potentiel de devenir majeurs pour ENGIE («*scalutions*», *scalable solutions*). Les trois premiers projets ont été déployés, en tout premier lieu, sur les marchés du Groupe : *DERMS* (systèmes de gestion d'énergie décentralisée), *TEO* (solution *blockchain* d'authentification d'énergie d'origine renouvelable) et *Clean Cooking* (vente des premières 600 unités de *LPG cookers Pay per Go* en Afrique pour une cuisson accessible et propre pour les particuliers).

1.1.5.2 Recherche & Technologies

Dans un contexte de transition énergétique, les activités de recherche et de développements technologiques soutiennent la préparation des futures activités du Groupe en renforçant sa capacité à détecter, évaluer et tester les nouvelles technologies et *business models* afin de valider des solutions sûres et performantes qui seront intégrées dans les offres

de demain. Elles contribuent aussi à l'amélioration continue de la performance des entités opérationnelles.

Ces activités, qui s'appuient sur des partenariats avec des acteurs mondialement reconnus (laboratoires, universités, industriels, *start-ups*), participent à l'intégration du Groupe dans un puissant écosystème de R&D et d'innovation renforçant ainsi la visibilité du Groupe et son développement sur les marchés.

En 2019, les dépenses pour la recherche et le développement technologique du Groupe se sont élevées à 189 millions d'euros.

La filière Recherche & Technologies, pilotée et animée par *ENGIE Research* concerne 900 collaborateurs. Elle regroupe l'ensemble des entités menant des travaux spécifiques à leurs domaines d'activité :

- les **Centres de recherches** :
 - l'ENGIE Lab CRIGEN (centre de recherche et d'innovation sur le gaz et les énergies nouvelles),
 - l'ENGIE Lab Laborelec (centre d'expertise et de recherche sur les technologies de l'énergie électrique),
 - l'ENGIE Lab Cylergie (services d'efficacité énergétique et de gestion intelligente de l'énergie).

Ces Labs sont complétés par des antennes à l'international afin de rapprocher le Groupe d'écosystèmes de recherche locaux très actifs comme les Labs de Singapour (Asie-Pacifique), Abu Dhabi (Moyen-Orient), Santiago du Chili (Amérique latine), Shanghai (Chine) et Florianópolis (Brésil) ;

- des **Centres d'expertises et d'ingénierie** : le Centre R&D d'ENGIE EPS et ENGIE Tractebel ;
- des **BU et des filiales** réalisant des travaux de recherche complémentaires pour soutenir leurs activités, tels la BU France BtoB, GRTgaz, GRDF, Storengy (*GeoEnergy Lab*), la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) et Gaztransport & Technigaz (GTT).

Les expertises transverses réparties entre différentes implantations géographiques d'entités de recherche et de développements technologiques sont regroupées en 22 Labs thématiques correspondant aux thèmes majeurs de recherche du Groupe en lien avec les enjeux d'affaires : nouvelles sources d'énergie, nouveaux usages de l'énergie et digital et technologies supports.

Parmi les travaux notables réalisés par les Labs thématiques en 2019, on peut citer :

- les **nouvelles sources d'énergie** :
 - nouvelles technologies de production de biogaz : la finalisation et les tests d'outils digitaux d'optimisation qui seront étoffés et industrialisés en 2020 (MAPPED, pour accroître de 5 à 15% la production de biogaz issu de méthanisation et WEBio pour localiser et caractériser la biomasse d'un territoire), le lancement de la phase d'ingénierie du projet PICACHAUX, technologie innovante pour réduire de 30% les coûts d'épuration du biométhane et les tests menés avec succès sur la plateforme GAYA de gazéification pour production de biométhane 2G préparant l'industrialisation de cette filière sur la base de la technologie,
 - filière hydrogène-énergie : la poursuite de l'évaluation des technologies d'électrolyseurs haute température, notamment avec l'attribution du projet FCHJU d'installation/opération d'un électrolyseur SUNFIRE dans une raffinerie, le lancement et la coordination du projet H2020 C2FUEL ayant pour ambition d'explorer le potentiel de l'hydrogène vert pour la valorisation

- du CO₂ industriel à Dunkerque (France), du projet HYCAUNAS (*Power-to-Gas*) en France permettant de combiner dans un méthaneur biologique le CO₂ issu de la valorisation de déchets et l'hydrogène vert pour produire du méthane de synthèse injecté dans le réseau de distribution. Le démonstrateur «GHRYD» a, pour sa part, franchi les paliers d'injection d'hydrogène vert jusqu'à 20% dans le réseau de distribution de gaz à Dunkerque (France),
- liquéfaction : le passage en phase d'industrialisation et de déploiement commercial d'une technologie de liquéfaction de biogaz «Azola», prix de l'innovation du magazine «Industrie» et du salon expo biogaz 2019) et la finalisation du développement de la solution digitale «*smart gauge*» (algorithme incluant des modèles thermodynamiques GNL) permettant d'évaluer en temps réel la composition, le PCS et l'indice de méthane du GNL des bateaux motorisés au GNL,
 - énergie solaire : l'inauguration et la mise en opération à El Aguila (Chili) de la seconde génération de panneaux photovoltaïques bifaciaux, la poursuite de tests et de comparaison de différentes technologies sur le site de Laborelec et la mise en place d'un partenariat industriel avec ATAMOSTEC dont l'objectif est de développer la technologie PV et la certification dans des conditions désertiques,
 - énergie éolienne et marine : la poursuite des travaux sur la technologie «*AirBorne wind*», la mise en place d'un pilote en Belgique de tests de différentes technologies de détection et répulsion et éloignement des chauves-souris et l'identification des options de recyclage potentiel pour les pâles des éoliennes,
 - géothermie : la phase de validation d'une méthode innovante de détection de vapeur en profondeur pour la production d'électricité testée avec succès à Muara Laboh (Indonésie) et la poursuite d'un projet pilote d'usine géothermique zéro émission avec réinjection des gaz non condensables à Castel Nuovo (Italie) ;
 - dans le domaine des nouveaux usages de l'énergie :
 - gestion de l'énergie dans l'habitat du futur : l'inauguration en juin 2019 du «*Home Lab*» sur le site de Linkebeek (Belgique) afin de tester de nouvelles installations pour les solutions résidentielles de management de l'énergie et fonctionnalités de tests de la vie réelle via le *Home Living Lab*,
 - efficacité énergétique des bâtiments et villes durables : le co-développement avec la foncière UNIBAIL-RODAMCO d'une offre neutralité carbone pour le secteur du commerce, le déploiement d'un banc de test unique en Europe pour la caractérisation des systèmes de production de chaleur et de froid, le développement de l'outil BUTTERFLY pour la visualisation et l'utilisation intelligente de données énergétiques des bâtiments,
 - mobilité verte : la continuation des développements sur le «*smart charging*» et l'intégration de nouvelles technologies pour le «*smart parking*» (batterie stationnaire, PV *forecasting*, etc.) et le lancement d'un projet européen FCHJU PHRYDE sur la mobilité hydrogène et ayant pour objectif de développer, tester, améliorer les opérations rapides de remplissage d'hydrogène pour la mobilité,
 - industrie du futur : le développement et le support au développement de *GREENWAY*, outil méthodologique permettant d'accompagner les clients d'ENGIE dans leur transition neutralité carbone *as a service* et l'accélération des développements technologiques et digitaux comme les jumeaux numériques appliqués au segment des procédés haute température (optimisation du pilotage temps réel des fours industriels à flamme directe) et basse température (appliqué à la maintenance prédictive des chaudières industrielles), la réalité mixte appliquée au processus de simulation 3D ou la participation active dans le projet collaboratif européen DESTINY traitant des systèmes de chauffage micro-ondes dans les industries céramiques et métallurgiques,
 - stockage de l'énergie : l'installation et le commissioning – première mondiale – d'un module Redox-Flow UET Reflex™ chez Laborelec et l'installation d'une batterie EOS hybride Zinc bromure sur le site de Tubarao (Brésil),
 - micro-réseaux : la poursuite du développement de simulateurs avec un focus cette année sur les micro-réseaux *on-grid* avec mode d'ilotage et la réalisation d'une librairie fiable et structurée de profils de charge électrique afin de pouvoir dimensionner les solutions techniques pour les *smart grids* et *micro grids*,
 - qualité de l'air intérieur : le développement et le déploiement d'une technologie de mesure en continu de trichloramine (première mondiale brevetée et primée au Trophée de l'Innovation «La Piscine de Demain», pour la qualité d'air des piscines), le test d'un pilote de traitement de trichloramine en rejet, la rédaction d'un guide sur la filtration de l'air à destination des services achats ainsi que les tests de nouveaux capteurs Qualité de l'Air Connectés,
 - éclairage : la continuation du développement d'une solution permettant l'évaluation des infrastructures d'éclairage public avec un contrôle des niveaux d'éclairage, la détection du nombre de points d'éclairage et la localisation de points d'éclairage défectueux, l'étude sur la maintenance prédictive des LED,
 - émissions et utilisation du CO₂ : la participation au projet collaboratif SUNRISE, qui vise une économie circulaire basée sur l'énergie solaire et les matières premières disponibles dans l'atmosphère comme le dioxyde de carbone, l'oxygène ou l'azote, l'évaluation technique de la capture du CO₂ atmosphérique et des technologies valorisation du CO₂ (CO₂ to méthane, CO₂ to méthanol, CO₂ to *liquid fuel*, etc.) et la participation au projet collaboratif BioConCO₂ (procédés biologiques de conversion du CO₂ en produits chimiques et plastiques à haute valeur ajoutée),
 - impacts environnementaux et sociétaux : la poursuite du développement de méthodologies d'évaluation des performances environnementales et sociales des nouvelles technologies de l'énergie, ainsi que du développement d'outils et services pour la modélisation territoriale (synergies pour les projets d'écologie industrielle ou évaluation énergétique et environnementale à l'échelle des territoires) ;

- dans le domaine des Technologies digitales, transversales et disruptives :
 - intelligence artificielle (AI) : la poursuite des travaux de recherche dans le domaine de la vision assistée par ordinateur, le développement d'algorithmes et de services supports pour la détection d'anomalies sur les actifs de production d'énergie renouvelable, le développement d'algorithmes de détection de sous-performance pour les installations éoliennes (DARWIN, ENGIE Digital) et solaires (ENGIE Solar), l'application de technologies Blockchain pour de nouveaux *business models* en BtoC, développement d'une méthodologie pour l'interopérabilité numérique des territoires urbains (DATAU),
 - cybersécurité : la contribution au développement d'une certification cybersécurité «EU – IACS Cybersecurity Certification Framework» des dispositifs, l'étude de méthodes innovantes permettant de détecter le plus rapidement possible les attaques de pénétration et ainsi diminuer les risques ainsi que la continuation des développements du Groupe pour une approche intégrée afin de sécuriser les systèmes de communautés d'énergie et micro-réseaux,
 - nanotechnologies, Capteurs & Connectivité : la poursuite du développement de nouveaux capteurs miniaturisés et connectés comme par exemple un micro-analyseur pour la mesure du pouvoir calorifique du gaz, le prototypage de capteurs de comptage autonomes et «*blockchain-ready*» pour les certificats de garantie d'origine, la mise en production de capteurs ATEX connectés pour le suivi de méthaniseurs ou la mise au point d'une offre de détection de chutes des personnes âgées pour intégration à une offre e-santé,
 - robots et drones : le développement de modules de navigation intelligente avec fusion multi-capteurs (GPS, caméra stéréo et LIDAR) et le développement d'offres d'inspections en intérieur (Building Information Modeling (BIM), *facility management*) ou sous-marines,
 - modélisation de systèmes énergétiques : la poursuite des travaux sur l'optimisation des systèmes d'énergie (énergie-mobilité, systèmes d'énergie multi-fluides, *nexus* énergie-eau-ressources, réseaux électriques complexes et accès à l'énergie), recherche de synergies avec d'autres outils au sein du Groupe ainsi que le développement d'outils de simulation et d'optimisation pour l'intégration dans les systèmes électriques de la flexibilité disponible à l'échelle d'un bâtiment,
 - impression 3D : le laboratoire de poudres d'ENGIE a reçu la certification de Lloyd's Register pour le procédé de fabrication de l'acier INOX 316L dans la machine installée à Zwijndrecht (Pays-Bas).
- Les expertises développées par les Labs thématiques en collaboration étroite avec les BU et des partenaires externes de premier plan permettent de porter à maturité de nouvelles technologies et d'intégrer les meilleures d'entre elles pour proposer de nouvelles offres à haute valeur ajoutée à nos clients.

1.1.6 Faits marquants 2019

ENGIE a poursuivi sa stratégie axée sur le *leadership* de la transition énergétique en 2019.

Dans les **Solutions clients**, ENGIE et ses partenaires ont remporté des contrats commerciaux significatifs pour l'université de l'Iowa (Etats-Unis), les bâtiments du gouvernement fédéral à Ottawa (Canada), le «territoire intelligent» autour d'Angers (France) ou des bâtiments industriels à Singapour. En outre, ENGIE a acquis Conti en Amérique du Nord, Otto Industries en Allemagne et Powerlines en Autriche. Enfin, Engie Impact a été créé afin de fournir aux entreprises internationales des solutions pour définir leur stratégie de développement durable et accélérer leur transition énergétique.

Dans les **Infrastructures**, ENGIE a annoncé le 13 juin 2019 que le consortium dans lequel le Groupe détient une participation majoritaire a finalisé l'acquisition d'une participation de 90 % dans TAG, le plus grand propriétaire de réseau de transport de gaz au Brésil. TAG dispose d'un portefeuille de contrats à long terme assurant une contribution aux résultats attractive et améliorant la diversification de l'empreinte géographique d'ENGIE au sein de ses activités Infrastructures. ENGIE a également continué de renforcer sa position au Brésil avec l'acquisition annoncée en janvier 2020 d'un projet de ligne de transmission électrique de 1 800 km. Enfin, ENGIE bénéficie de plus de visibilité sur les perspectives financières de ses activités dans les réseaux gaziers français avec la conclusion des revues réglementaires entre fin 2019 et début 2020.

Dans les **Renouvelables**, 3,0 GW de capacités renouvelables ont été mises en service depuis le début de l'année et l'objectif de 9 GW de mises en service sur 2019-21 est désormais intégralement sécurisé. La nouvelle joint-venture au Mexique avec Tokyo Gas ainsi que le partenariat stratégique signé au début de l'année 2020 avec Edelweiss Infrastructures Yield en Inde démontrent la capacité d'ENGIE à déployer le modèle DBSO et à attirer des partenaires pour le développement de son portefeuille. En outre, ENGIE a remporté avec ses partenaires financiers l'appel d'offres pour l'achat d'un portefeuille hydroélectrique de 1,7 GW d'EDP au Portugal. Enfin, en janvier 2020, ENGIE a conclu un accord avec EDPR pour la joint-venture 50/50 dans l'éolien offshore afin de créer un acteur mondial dans ce secteur.

Pour le **Thermique**, ENGIE a continué de mettre en œuvre sa stratégie de réduction de son empreinte carbone en réduisant la part du charbon à environ 4 % de ses capacités de production d'électricité au niveau mondial avec la finalisation de la cession de sa participation de 69,1 % dans Glow en Thaïlande et au Laos (3,2 GW de capacité de production, dont 1,0 GW à base de charbon), lui permettant de ne plus avoir d'actifs au charbon en Asie-Pacifique, ainsi que de ses centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas d'une capacité installée de 2,3 GW.

Pour le **Nucléaire**, les nouvelles dispositions sur les provisions relatives aux activités nucléaires en Belgique réduisent pour toutes les parties prenantes les incertitudes liées au montant de ces provisions et leur financement.

1.2 Chiffres clés

1

1.2.1 Indicateurs financiers

En millions d'euros	2015	2016	2016 retraité ^(c)	2017	2017 retraité ^(d)	2018	2018 retraité ^(e)	2019
1. Chiffre d'affaires	69 883	66 639	64 840	65 029	59 576	60 596	56 967	60 058
dont réalisé hors de France	44 817	41 693	39 942	39 307	34 325	35 612	33 306	35 635
2. Résultat								
EBITDA	11 262	10 689	9 491	9 316	9 199	9 236	9 236	10 366
• Résultat opérationnel courant ^(a)	6 326	6 172	5 636	5 273	5 172	5 126	5 126	5 726
• Résultat net part du Groupe	(4 617)	(415)	(415)	1 423	1 320	1 033	1 033	984
• Résultat net récurrent part du Groupe	2 588	2 477	2 477	2 662	2 518	2 425	2 425	2 683
• Résultat net récurrent des activités poursuivies part du Groupe	2 588	2 477	2 430	2 372	2 233	2 458	2 458	2 683
3. Flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	10 383	10 174	10 174	9 309	9 335	7 873	7 873	8 178
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	10 942	10 263	9 117	8 305	8 150	8 464	8 464	9 863
Flux issus de l'investissement	(6 230)	(3 655)	(3 655)	(5 157)	(5 171)	(6 095)	(6 095)	(7 193)
Flux issus du financement	(3 295)	(6 034)	(6 034)	(4 725)	(4 734)	(1 928)	(1 928)	212
4. Bilan								
Capitaux propres part du Groupe	43 078	39 578	39 578	36 639	36 282	35 551	35 551	33 087
Capitaux propres totaux	48 750	45 447	45 447	42 577	42 122	40 941	40 941	38 037
Endettement net	27 727	24 807	24 807	22 548	22 520	21 102	21 102	25 919
Endettement net hors dette interne/EBITDA	2,46	2,32	2,43	2,25	2,26	2,28	2,28	2,50
Total bilan	160 658	158 499	158 499	150 332	150 141	153 702	153 702	159 793
5. Données par action (en euros)								
• Nombre moyen d'actions en circulation ^(a)	2 392 150 727	2 396 131 620	2 396 131 620	2 395 732 581	2 395 732 581	2 396 308 756	2 396 308 756	2 412 518 837
• Nombre d'actions à la clôture	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
• Résultat net par action ^(a)	(1,99)	(0,23)	(0,23)	0,53	0,49	0,37	0,37	0,34
• Résultat net récurrent part du Groupe par action ^(a)	1,02	0,97	0,97	1,05	0,99	0,95	0,95	1,04
• Dividende distribué ^(b)	1,00	1,00	1,00	0,70	0,70	0,75	0,75	0,80
6. Effectifs moyens totaux	241 913	241 509	239 710	238 216	238 029	249 795	-	222 268
• Sociétés en intégration globale	155 494	153 950	152 175	151 667	151 480	158 505	-	170 475
• Sociétés en intégration proportionnelle	777	764	764	685	685	780	-	756
• Sociétés mises en équivalence	85 642	86 795	86 771	85 864	85 864	90 510	-	90 908

(a) Résultat par action calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle.

(b) 2019 : proposition soumise à l'AGO.

(c) Certaines données au 31 décembre 2016 sont retraitées en raison du classement d'E&P en activité non poursuivie (voir Note 30 de la Section 6 «Comptes consolidés» du Document de Référence 2017.

(d) Certaines données au 31 décembre 2017 sont retraitées en raison de l'application rétrospective d'IFRS 9 et 15 et du classement du GNL en activité non poursuivie (voir Note 2 de la Section 6 «Comptes consolidés» du Document de Référence 2018.

(e) Hors MtM des dérivés opérationnels mais y compris quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence.

(f) Certaines données au 31 décembre 2018 sont retraitées selon la nouvelle présentation des instruments dérivés à caractère opérationnel (impactant le chiffre d'affaires), mais pas selon IFRS 16 en raison de la méthode de transition retenue poursuivie (voir Note 1 de la Section 6 «Comptes consolidés» du Document d'enregistrement universel 2019).

1.2.2 Indicateurs RSE

La performance de Responsabilité Sociétale d'Entreprise du Groupe se fonde sur l'établissement d'objectifs datés et chiffrés et sur une évaluation globale organisée autour de différents moyens de suivi (indicateurs, *reporting*, revues de performances, notations RSE).

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) du Conseil d'Administration définit le périmètre des politiques engagées, des perspectives et des plans d'actions dans le domaine de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise. Le Comité Exécutif (Comex) statue sur les orientations dans le domaine (voir Chapitre 4 «Gouvernance»).

Un bilan RSE est présenté chaque année au Comex pour approbation et orientation pour le futur, puis au CEEDD afin de rendre compte de l'état d'avancement de l'application de la politique et de l'atteinte des objectifs RSE du Groupe.

En réponse aux mutations du secteur de l'énergie et à l'intégration progressive des volets environnementaux et sociétaux dans les attentes

de ses parties prenantes, ENGIE s'est fixé en 2016 six nouveaux objectifs RSE à horizon 2020 :

- un taux de satisfaction de 85% de ses clients BtoC ;
- une part de 25% d'énergies renouvelables dans le portefeuille des capacités de production d'électricité du Groupe ;
- une réduction de -20% du ratio d'émission de CO₂ pour la production d'énergie, par rapport à 2012 ;
- un taux de 100% des activités industrielles du Groupe couvertes par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation avec ses parties prenantes, ce mécanisme étant fondé sur des rencontres régulières avec les ONG et les associations, ainsi que sur le développement de partenariats de long terme en lien avec les activités du Groupe ;
- un taux de 25% de femmes dans les effectifs du Groupe ;
- un taux de fréquence interne des accidents du travail inférieur à 3.

Les résultats 2019 des indicateurs relatifs aux objectifs RSE, sont présentés dans le tableau suivant.

Thème	Indicateur	Objectif 2020	Résultats 2017	Résultats 2018	Résultats 2019
Satisfaction Client	Taux de satisfaction de nos clients BtoC	≥ 85%	83%	81%	72%
Renouvelables	Part d'énergie renouvelable dans le mix des capacités de production d'électricité ⁽¹⁾	≥ 25%	23,1%	23,7%	27,8%
Émissions GES	% de réduction du ratio d'émission de CO ₂ équivalent pour la production d'énergie par rapport à 2012 ⁽²⁾	-20% (354,4 ⁽³⁾)	-18,1% (363,0 ⁽³⁾)	-28,7% (315,8 ⁽³⁾)	-43,7% (248,7 ⁽³⁾)
Dialogue avec les parties prenantes	% des activités industrielles couvertes par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation	100%	48%	53%	74%
Mixité	% de femmes dans l'effectif du Groupe	≥ 25%	22,2%	21,1%	20,9%
Santé et Sécurité	Taux de fréquence interne des accidents de travail	≤3	3,3	3,4	3,7

(1) Consolidées à 100%.

(2) Émissions spécifiques de CO₂ éq de scope 1 des entités contrôlées et exploitées par le Groupe (*reporting environnemental*).

(3) kg CO₂ éq/MWh.

Le taux de satisfaction des clients BtoC s'élève à 72% fin 2019 (83% en 2017, 81% en 2018). Le recul de l'indicateur observé depuis 2 ans est dû à une évolution de la méthodologie d'enquête (écart plus marqué en 2019 dû à l'impact des plus gros portefeuilles BtoC en France et Belgique), le questionnaire étant progressivement administré par mail et non plus par téléphone (canal de questionnement plus coûteux). Ces écarts traduisent le fait que les clients expriment plus facilement leur insatisfaction par enquête mail que par téléphone.

Avec un taux de renouvelable dans le mix de production électrique de 27,8% fin 2019, le Groupe atteint et dépasse son objectif de 25%. L'activité renouvelable du Groupe a profité d'une forte dynamique en 2019 avec le développement de nouveaux projets en Europe, Afrique, Amérique du Nord et du Sud confirmant l'ambition du Groupe d'augmenter à horizon de 2021 la capacité renouvelable de 9 GW.

La réduction des émissions spécifiques s'élève à -43,7% en 2019 versus 2012. Ce résultat est largement supérieur à l'objectif de -20% fixé en 2015 et illustre l'engagement du Groupe de réduire son empreinte carbone. La progression de cette année est principalement due à l'accélération de son plan de transformation et de rotation de portefeuille avec la cession effective en 2019 des centrales thermiques de Glow (2 GW de gaz et 1 GW de charbon).

L'objectif d'avoir un dialogue adapté avec les communautés et l'ensemble des parties prenantes a constamment progressé ces

dernières années dans l'ensemble des entités du Groupe pour atteindre 74% en 2019. Les plans d'actions élaborés dans les différentes implantations géographiques permettent d'être confiant quant à l'atteinte de cet objectif de 100% fin 2020.

Le taux de mixité s'élève en 2019 à 20,9%, en léger recul par rapport à 2018. Au-delà de l'impact des nouvelles acquisitions (faiblement féminisées), ce recul traduit un *turnover* plus important chez les femmes que chez les hommes. Dans le cadre de son engagement renouvelé en septembre 2019 au Women Empowerment Principles définis par l'ONU, le Groupe a mis en place une série d'actions visant à renforcer l'égalité salariale, lutter contre le sexisme et le harcèlement, sensibiliser les jeunes femmes aux métiers techniques et augmenter le pourcentage de femmes en position managériale. Ces actions doivent créer des environnements qui donnent envie aux femmes de rejoindre le Groupe et d'y rester.

Le taux de fréquence des accidents du personnel du Groupe était de 3,7 à fin 2019. Cette valeur est à apprécier au regard de la transformation actuelle des activités du Groupe vers davantage d'activités de service, plus exposées aux risques pour les personnes et en moyenne moins matures dans la culture de la sécurité que les activités industrielles en lien avec l'intégration de nouvelles entités (à périmètre constant 2018, le taux de fréquence aurait été de 3,4 en 2019).

Le Groupe a travaillé en collaboration avec ses différentes parties prenantes à la définition de ses objectifs RSE post 2020 (voir Section 3.1.2 «Objectifs RSE 2030»).

Pour ses projets d'investissement, le Groupe utilise des critères en prenant en compte l'éthique, les émissions de CO₂, l'impact social, les ressources humaines, la gestion environnementale des écosystèmes, la concertation avec les parties prenantes, les achats locaux ainsi que la santé et la sécurité. Par ailleurs le Groupe prend en compte un prix interne du CO₂ dans son processus de décision des nouveaux projets.

Les *reportings* social (voir Section 3.4), environnemental (voir Section 3.5) et sociétal du Groupe (voir Section 3.6) donnent lieu à la publication d'un ensemble d'indicateurs vérifiés par un organisme tiers indépendant (voir Section 3.10).

Concernant les notations extra-financières, ENGIE a vu sa performance RSE de nouveau reconnue par l'agence de notation extra-financière RobecoSAM qui a confirmé en 2019 l'appartenance du Groupe aux indices Dow Jones Sustainability Index (DJSI) World et Europe.

L'évaluation 2019 positionne le Groupe comme «*industry leader*» de son secteur (*Multi and Water Utilities*) avec une note de 82 sur 100.

Le Groupe continue d'être présent dans les quatre indices Euronext Vigeo Eiris World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20 et a été référencé A1+ avec la note de 66/100 en 2019 par l'agence de notation extra-financière Vigeo Eiris. En 2019, le Groupe a été évalué par l'agence de notation extra-financière Sustainalytics et a obtenu une note de 73/100, en amélioration de 3 points par rapport à 2018. Le Groupe a été noté A en 2019 par l'agence de notation extra-financière MSCI.

Enfin comme chaque année, ENGIE répond également au questionnaire du CDP (*ex-Carbon Disclosure Project*). En 2019, le Groupe a maintenu sa position dans la «A-list» des entreprises reconnues pour leur *leadership* en matière de stratégie et d'actions en faveur de la lutte contre le changement climatique.

En conclusion, le Groupe affiche de très bonnes notations RSE avec des performances supérieures au secteur pour RobecoSAM, MSCI, CDP Climat, CDP Water et Ecovadis.

1.3 Présentation des activités du Groupe

Dans le cadre de son organisation jusqu'au 31 décembre 2019, ENGIE est composé de 23 BU ⁽¹⁾, essentiellement géographiques. Pour les besoins de l'information financière, le Groupe a procédé à des regroupements de secteurs opérationnels conformément aux dispositions d'IFRS 8 et présente une information sectorielle organisée autour de sept secteurs reportables (voir Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés – Note 6 Information sectorielle»).

Dans cette présente section, la présentation des activités et des actifs économiques stratégiques du Groupe est principalement structurée en fonction de l'information financière. Les six premières sous-sections correspondent aux secteurs reportables (constitués d'une ou plusieurs BU), la septième sous-section présente les *Global Business Lines*.

1.3.1 France

1.3.1.1 France (hors Infrastructures)

Le secteur reportable France regroupe les activités françaises dans l'aval des métiers de l'énergie et la production d'énergies renouvelables de plus en plus décentralisée. Il s'agit d'activités complémentaires qui s'appuient sur un maillage territorial fort et visent notamment à développer un ensemble d'offres combinées à destination des clients locaux : offres de services à l'énergie, de moyens de production décentralisée et de contrats de fourniture de gaz et d'électricité.

Le secteur reportable France (hors Infrastructures) regroupe les activités de quatre BU : la BU France BtoB (services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires, et les grandes infrastructures), la BU France BtoC (commercialisation de l'énergie et des services associés auprès de clients particuliers et professionnels),

la BU France Réseaux (conception, financement, construction et exploitation des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie, des réseaux d'électricité, de chaud et de froid) et la BU France Renouvelables (développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France).

Comme mentionné dans la section 1.1.4 «Organisation», en janvier 2020 le Groupe a modifié son organisation opérationnelle en France en créant trois nouvelles BU liées aux Solutions clients (Villes & Collectivités, Tertiaire & Proximité, Industrie). Ces trois BU ont été créées à partir de la réorganisation des BU France BtoB et France réseaux.

(1) Une vingt-quatrième entité regroupe les activités holding et Corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement du Groupe, l'activité Entreprises et Collectivités d'ENGIE SA et la contribution de l'entreprise associée SUEZ

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	15 854	14 998	+5,7
EBITDA	1 672	1 775	-5,8

1.3.1.1.1 France BtoB

1.3.1.1.1.1 Missions & Stratégie

Dans un contexte national porteur d'enjeux d'efficacité énergétique et environnementale, la BU France BtoB imagine, conçoit, réalise et exploite des installations, des bâtiments et des infrastructures à hautes performances, pour accompagner les entreprises et les collectivités locales dans leur transition énergétique vers un monde décarboné.

Les solutions déployées par la BU s'appuient à la fois sur les expertises fortes des quatre entités qui la composent, sur une présence territoriale nationale dense, sur une solide intimité clients et sur une dynamique d'innovation permettant d'anticiper et d'accompagner les nouveaux besoins en associant innovations digitales (*Building Information Modeling*, hypervision, analyse des données, etc.), technologiques (hydrogène, biogaz et biomasse, mini-cogénération, *micro-grids*, etc.) et comportementales (performance des usages, autoconsommation, circuit court, partage des usages, etc.).

Pour conforter sa place de *leader* français d'intégrateur de solutions d'efficacité énergétique et environnementale, la BU France BtoB poursuit sa stratégie de croissance organique et d'acquisitions ciblées sur trois axes :

- densification de ses métiers génériques sur le territoire national (voir acquisitions par ENGIE Cofely de SAEM, d'Axone ou des activités services de Coriance) ;
- renforcement de ses métiers de spécialité afin d'en faire des champions mondiaux, en capacité d'être projetés sur différents territoires à l'international en soutien des autres BU du Groupe (voir acquisitions par ENDEL ENGIE de SRA-SAVAC en ingénierie nucléaire et de Pierre Guerin en ingénierie des industries agroalimentaire et pharmaceutique, et par ENGIE Ineo de PowerLines, spécialiste européen d'électrification des réseaux) ;
- développement des offres innovantes, associant nouvelles technologies et digital (voir acquisitions par ENGIE Ineo de DG8, développeur de solutions de télécommunication pour les transports ou par ENGIE Axima de Eurosia, spécialiste du BIM).

1.3.1.1.1.2 Description des activités

S'appuyant sur sa nouvelle marque ENGIE Solutions regroupant ses quatre entités historiques, la BU France BtoB intervient sur toute la chaîne de valeur des services à l'énergie, de la conception, la construction (avec ou sans financement), la maintenance, à l'exploitation complète avec fourniture d'énergies utiles et engagements de performances.

Ces solutions d'efficacité énergétique et environnementale s'adressent à la fois aux industriels, aux secteurs tertiaires (publics ou privés), aux gestionnaires d'infrastructures, aux municipalités et collectivités territoriales ou aux gestionnaires d'habitats collectifs.

- ENGIE Axima, experte du génie climatique (chauffage, ventilation, climatisation, froid et traitement de l'air), propose de concevoir, de construire ou de rénover des équipements de production et de distribution d'énergie décentralisée au sein de bâtiments tertiaires ou industriels. ENGIE Axima est en outre un acteur majeur de la protection incendie.
- ENGIE Ineo, experte du génie électrique, accompagne les clients municipaux, nationaux ou internationaux dans le déploiement ou la

modernisation de leurs réseaux d'infrastructures (voies ferrées, réseaux électriques, systèmes de vidéosurveillance, d'éclairage public, réseaux de télécommunications, solutions pour transport urbain écoresponsable, énergies renouvelables, etc.).

- ENDEL ENGIE, experte du génie mécanique, offre aux industriels des prestations d'ingénierie, de travaux et de maintenance de leurs équipements de production ou de leurs process. ENDEL ENGIE est aussi un acteur majeur de la maintenance nucléaire.
- ENGIE Cofely, experte en génie énergétique, offre une palette de solutions optimisant la performance énergétique et environnementale des bâtiments industriels, tertiaires ou d'habitat collectif. Grâce à ses contrats d'engagements (type Contrat de Performance Énergétique – CPE – ou Contrat de Performance des Usages – CPU), ENGIE Cofely s'engage sur l'efficacité optimale des équipements qu'elle exploite tout en limitant leur empreinte environnementale. Enfin, ENGIE Cofely offre aux grandes entreprises ou grandes administrations des solutions complètes de services intégrés (type *facility management*).

En janvier 2020, le Groupe a modifié son organisation opérationnelle en créant trois nouvelles BU liées aux Solutions clients (Villes & Collectivités, Tertiaire & Proximité, Industrie) en France. Ces trois BU ont été créées à partir de la réorganisation des BU France BtoB et France Réseaux.

Évolutions réglementaires : dans la continuité des engagements internationaux et européens en matière de réduction des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES), le gouvernement français poursuit la déclinaison de ses engagements en réglementations nationales incitatives et/ou contraignantes : (i) élaboration de la SNBC 2 (Stratégie Nationale Bas Carbone) visant une neutralité carbone à l'horizon 2050 autour des bâtiments et industries bas-carbone, de la production d'énergies décarbonées, et de l'optimisation du traitement des déchets ; (ii) élaboration de la PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie) axée sur le développement des énergies électriques renouvelables, des transports décarbonés et du verdissement du gaz et (iii) application de la loi Énergie Climat, adoptée en septembre 2019, visant à réduire les consommations finales d'énergies, notamment en luttant contre les passoires thermiques.

En vue d'atteindre ces obligations en 2050, l'ensemble de ces textes vise quatre objectifs à l'horizon 2030 : (i) réduction de 40% des émissions de GES (par rapport à 1990) ; (ii) réduction de 40% de la consommation primaire d'énergies fossiles (par rapport à 2012) ; (iii) réduction de 20% des consommations finales d'énergies (par rapport à 2012) et (iv) part des EnR dans la consommation finale d'au moins 33%.

1.3.1.1.2 France BtoC

1.3.1.1.2.1 Missions & Stratégie

Les équipes de France BtoC interviennent sur les marchés de la commercialisation de l'énergie et des services associés, auprès des clients particuliers et des petits professionnels.

L'ambition de la BU France BtoC est de devenir l'acteur de référence de la transition énergétique vers la neutralité carbone et du confort à domicile.

Les quatre priorités stratégiques sont : (i) la croissance des ventes d'électricité et de services ; (ii) la satisfaction des clients ; (iii) l'excellence opérationnelle et (iv) l'innovation.

1.3.1.1.2.2 Description des activités

Dans un contexte concurrentiel qui s'est encore intensifié sur le marché de l'énergie, la BU reste *leader* de la vente de gaz naturel en France et a poursuivi son développement en électricité. La BU confirme son avance sur les autres fournisseurs alternatifs d'électricité avec un portefeuille qui atteint 5 millions de clients à fin 2019, dont près de 3 millions de clients en électricité verte. Le succès du lancement en 2016 de ses offres vertes s'est ainsi confirmé au fil des années et positionne ENGIE comme 1^{er} fournisseur d'électricité verte en France.

Dans le domaine des services, la BU France BtoC est présente sur : (i) le déploiement de solutions de productions décentralisées d'électricité ou de chaleur à base d'énergies renouvelables (photovoltaïque, pompe à chaleur), (ii) les services d'efficacité énergétique (diagnostic énergétique, conseil et *coaching* énergétique, conception, travaux, financement et entretien des installations) et (iii) les services au domicile (assurances, maintenance des appareils, dépannage). Le Groupe est notamment *leader* sur la maintenance des chaudières individuelles avec sa filiale ENGIE *Home Services*.

De nouvelles offres ont été lancées en 2019 qui apportent aux clients d'ENGIE des solutions clefs en main pour réduire leurs émissions de carbone :

- services de confort à domicile : le lancement par ENGIE de son Plan Énergie Pouvoir d'Achat avec notamment une offre de remplacement de chaudière à 1 € pour les foyers les plus vulnérables, en lien avec la mise en place gouvernementale, a rencontré un vif succès et a permis de rénover l'équipement thermique de plusieurs milliers de foyers modestes ;
- promotion des énergies renouvelables locales : ajout à la gamme *My Power* (installation photovoltaïque) d'une solution pour les communautés d'énergie et déploiement de l'offre Tiko permettant de piloter les consommations et valoriser les effacements diffus ;
- offres d'énergie : (i) «Mon gaz vert» une offre qui permet d'intégrer 10% de gaz vert dans sa consommation et (ii) «Ma Conso», le service en ligne d'aide à la maîtrise des consommations s'est enrichi de nouvelles fonctionnalités comme la prévision de consommation, l'alerte en cas de dérive de consommation, le lien avec l'assistant vocal de Google, la comparaison avec d'autres foyers comparables ou encore l'impact de la température extérieure sur le niveau de consommation.

Évolutions réglementaires : la loi Énergie Climat, publiée le 9 novembre 2019, a fixé les échéances de la disparition des tarifs réglementés de vente du gaz naturel. Pour les clients particuliers (ainsi que pour les immeubles d'habitation et les copropriétés consommant moins de 150 000 kWh/an), la suppression des tarifs réglementés interviendra le 1^{er} juillet 2023 et pour les clients non-domestiques (professionnels dont la consommation était inférieure à 30 MWh/an) au 1^{er} décembre 2020; l'arrêt de la commercialisation de nouveaux contrats au tarif réglementé a été fixé par la loi au plus tard au 8 décembre 2019.

1.3.1.1.3 France Réseaux

1.3.1.1.3.1 Missions & Stratégie

Dans la sphère publique et celles que soient les géographies, ce sont désormais les îles et les villes qui prennent les initiatives décisives dans la lutte contre le changement climatique. Elles le font pressées par leurs citoyens, par une visibilité accrue des effets du changement climatique mais aussi parce que l'impact des actions prises localement est plus clair. Elles le font avec des acteurs privés pour limiter l'investissement et les risques ainsi que pour rester à la pointe de l'innovation.

La BU France Réseaux se positionne en effet comme le partenaire des collectivités en métropole et territoires insulaires pour accélérer leur

transition énergétique, grâce à des solutions intégrées et innovantes dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

La BU France Réseaux occupe ainsi des positions de *leader* sur la conception et le pilotage de grands réseaux de chaleur et de froid, ainsi que sur la production et la distribution d'électricité. Elle réalise et exploite des installations et des infrastructures à hautes performances destinées aussi bien aux acteurs publics que privés.

Elle s'appuie sur une politique d'innovation et de développement ambitieuse, tournée à la fois vers l'interne et vers l'externe, pour répondre aux besoins de ses clients et parties prenantes, et contribuer ainsi à la valorisation de ses territoires d'implantation.

Forts de leur ancrage local, ses collaborateurs agissent aux côtés de leurs clients, qu'ils soient publics, privés ou particuliers, pour verdir leur mix énergétique.

Les priorités stratégiques de la BU France Réseaux portent sur : (i) la croissance de son portefeuille d'activités à travers la préservation et la densification de ses contrats existants, la conquête de nouveaux réseaux et la diversification de ses activités pour faciliter la transition écologique des territoires qu'elle sert ; (ii) le renforcement de ses outils de production d'énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, hydroélectricité, géothermie, biomasse, biocombustible, valorisation énergétique des déchets, etc.) et (iii) l'atteinte des meilleurs standards de la relation clients.

En France métropolitaine, le recours à des sources d'énergies diversifiées, locales et renouvelables, permet à la BU France Réseaux de rendre accessible, au plus grand nombre, un mode de chauffage ou de rafraîchissement urbain efficace, vertueux et durable.

Dans les territoires insulaires, la BU France Réseaux développe une gamme complète de services énergétiques et industriels pour accompagner le développement durable de ces territoires, et un parc de production électrique renouvelable.

1.3.1.1.3.2 Description des activités

La BU France Réseaux fournit des solutions intégrées et sur mesure adaptées aux caractéristiques géographiques, aux contraintes économiques et aux enjeux écologiques et climatiques locaux dans les territoires où elle est implantée, au travers de six entités opérationnelles et de leurs filiales :

- CPCU, le réseau de chaleur de la métropole parisienne (le premier réseau de chaleur de France) ;
- Climespace, le réseau de froid de la Ville de Paris (le premier réseau de froid d'Europe) ;
- ENGIE Réseaux, en charge des grands réseaux de chaleur et de froid en France avec une expertise reconnue sur la biomasse et la géothermie avec CPCU et Climespace, fait de la BU France Réseaux le *leader* des réseaux de chaleur et de froid en France ;
- SMEG et SMA à Monaco, présents sur la distribution et la fourniture d'électricité et de gaz, l'exploitation de l'éclairage public, la production et la distribution de chaleur et de froid, le nettoyage, la collecte et la valorisation énergétique des déchets ;
- EEC, Alizés Énergies, Pacific Airport, Socometra, Somainko et Endel NC en Nouvelle-Calédonie, EEFW à Wallis et Futuna, Unelco et Vanuatu Services au Vanuatu, présents sur la production et la distribution d'électricité, les services à l'énergie, l'installation et la maintenance multi-technique et le *facility management* aéroportuaire ;
- EDT, Marama Nui, ENGIE Services Polynésie, et Poly-Diesel en Polynésie française, présents sur la production et la distribution d'électricité, l'installation et la maintenance technique, le *facility management* et les services à l'énergie.

En janvier 2020, le Groupe a modifié son organisation opérationnelle en créant trois nouvelles BU liées aux Solutions clients (Villes & Collectivités, Tertiaire & Proximité, Industrie) en France. Ces trois BU ont été créées à partir de la réorganisation de la BU France Réseaux et la BU France BtoB.

Évolutions réglementaires : Le groupe de travail gouvernemental «Chaleur et froid renouvelables» a retenu, en octobre 2019, 25 mesures d'action pour dynamiser le développement des réseaux de chaud et de froid en Métropole et notamment la mise en place d'une campagne collective de sensibilisation à destination des collectivités de plus de 10 000 habitants, la possibilité de déployer un «bonus du Fonds Chaleur» pour les projets participatifs locaux, la mise en place d'une mission d'accompagnement pour redynamiser 10 à 20 réseaux en difficulté, une révision de la trajectoire d'augmentation du Fonds de Chaleur, la possibilité d'attribuer des certificats d'économie d'énergie (CEE) pour des raccordements réalisés sur des réseaux aidés par des aides du Fonds Chaleur, l'obligation d'inscrire dans les documents d'urbanisme une obligation de raccordement pour toute construction neuve et des mesures d'incitation visant à convaincre les gestionnaires et délégants de réseaux de renoncer à l'énergie charbon sous 10 ans.

1.3.1.1.4 France Renouvelables

1.3.1.1.4.1 Missions & Stratégie

La BU France Renouvelables a pour missions de développer, construire, financer, exploiter et effectuer la maintenance des actifs de production d'électricité et de biométhane d'ENGIE en France. La BU propose des capacités de production d'énergie exclusivement vertes, diversifiées pour une approche plus locale et plus sûre au travers de six filiales : le solaire photovoltaïque, l'éolien terrestre, l'éolien en mer posé, l'éolien en mer flottant, l'énergie hydroélectrique et le biogaz.

Elle assure aussi, pour le compte du Groupe et notamment de ses filiales européennes, une mission d'expertise technique et de support industriel, incluant les achats, à travers des équipes mutualisées d'experts.

Elle réalise ses missions à travers les filiales d'ENGIE, rapportant à la BU, et décrites dans la section ci-après.

Que ce soit dans les technologies existantes les plus matures (hydraulique, éolien, solaire, etc.) ou dans les nouvelles technologies (éolien en mer posé et flottant, biogaz etc.), la BU est présente sur l'ensemble des activités qui font et feront la croissance verte du mix énergétique français. Pour cela, elle a pour ambition d'accélérer fortement son développement dans l'éolien et le solaire, tout en confortant ses positions dans l'hydroélectricité et en investissant le marché de l'éolien en mer et du biogaz :

- éolien terrestre : renforcer le *leadership* du Groupe sur un marché qui devrait plus que doubler d'ici 2023. L'ambition est d'atteindre près de 3 GW installés sur cette technologie en 2021, et 8 GW en 2030. La BU se positionne de manière compétitive, qu'il s'agisse de répondre aux appels d'offres ou de développer en «guichet ouvert» ;
- solaire photovoltaïque : accélérer fortement le développement sur un marché qui devrait plus que tripler d'ici 2023. L'ambition est d'atteindre près de 2,2 GW de capacités installées sur cette technologie en 2021, et près de 9 GW en 2030, notamment en participant aux appels d'offres dédiés ;
- hydroélectricité : conserver un rôle de premier plan en saisissant les opportunités qui se présenteront sur les concessions hydrauliques, tout en protégeant les positions du Groupe, premier opérateur alternatif de France ;
- éolien en mer : capitaliser sur les premiers projets pour poursuivre et accélérer leur développement (éolien en mer posé, éolien en mer

flottant) et participer à la poursuite du déploiement de l'éolien en mer posé et au lancement de la phase commerciale sur l'éolien flottant ;

- biogaz : s'appuyer sur les premiers projets développés pour accélérer fortement et faire d'ENGIE un *market maker* sur ce marché à fort potentiel. ENGIE se fixe pour objectif de raccorder 1,3 TWh aux réseaux de gaz à l'horizon 2023.

1.3.1.1.4.2 Description des activités

La BU France Renouvelables est composée d'un ensemble de filiales, détenues par ENGIE, seul ou en partenariat :

- ENGIE Green (issue de la fusion de Futures Énergies et Maia Eolis, en 2016 et LCV – La Compagnie du Vent – en 2017 et de l'intégration progressive des activités de développement, d'exploitation et de maintenance de Solairedirect (devenue ENGIE Solar) en France à partir du 1^{er} janvier 2018) : éolien terrestre, solaire photovoltaïque, éolien en mer et biogaz ;
- SHEM (Société Hydro-Électrique du Midi) : hydroélectricité ;
- CNR (Compagnie Nationale du Rhône), et sa filiale CN'Air : hydroélectricité, éolien terrestre, solaire photovoltaïque ;
- projets de Dieppe/Le Tréport et de l'Île d'Yeu/Noirmoutier : éolien en mer (2 x 500 MW de capacités installées en cours de développement) ;
- projet pilote éolien flottant «Les Éoliennes flottantes du Golfe du Lion» : éolien en mer flottant, projet pilote de 30 MW en cours de développement en Méditerranée ;
- Langa : société acquise en 2018, spécialisée dans le développement et l'exploitation de parcs éoliens et solaires en toiture et au sol. Langa détient un portefeuille en opération depuis 2019 avec une capacité installée de 215 MW dont 165 MW d'énergie solaire et 39 MW d'éolien ;
- Saméole : société acquise en janvier 2019, spécialisée dans la construction et le développement de parcs éoliens ;
- ENGIE Biogaz et Vol-V Biomasse, spécialisées dans la production de biométhane en France, qui ont fusionné le 1^{er} janvier 2020 pour donner naissance à ENGIE Bioz ;
- ENGIE Bioz, filiale co-détenue par ENGIE Green et Storengy SAS, est en charge du développement de projets de méthanisation territoriaux et est présent sur l'ensemble de la chaîne de valeur du biométhane : prospection, développement, financement, suivi de la construction et exploitation de projets de méthanisation.

En janvier 2020 ENGIE a annoncé la création d'une coentreprise (*joint-venture*) dédiée à l'éolien en mer avec son partenaire historique EDPR. Cette nouvelle structure regroupera l'expertise industrielle et la capacité de développement des deux sociétés et devrait être opérationnelle mi-2020.

En 2019, la BU France Renouvelables s'est recentrée sur ses activités liées aux énergies renouvelables en cédant 80% de ses parts dans la société Altiservice en charge de la gestion des stations de ski de Saint Lary et Font Romeu dans les Pyrénées à BTP Impact Local, fonds géré par Natixis.

Évolutions réglementaires : le projet de révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), publié début 2019, est en cours de finalisation. ENGIE est satisfait du niveau d'ambition affiché pour l'éolien terrestre et le solaire (en particulier au sol). Concernant l'éolien en mer, ENGIE salue l'inscription dans la PPE de l'augmentation des volumes annoncée fin 2019 par le gouvernement. Enfin, ENGIE reste vigilant quant aux trajectoires prévues pour le biométhane dont les objectifs en volume sont de 6 TWh en 2023 et 14 TWh en 2028.

L'adoption de la loi Énergie et climat en novembre 2019 met en place une loi de programmation énergétique qui doit intervenir à partir de 2023

avant chaque révision de la PPE. Plusieurs autres dispositions concernent les ENR, et en particulier l'insertion dans les futurs appels d'offres d'une mention du bilan carbone des installations.

À la suite des conclusions du groupe de travail national sur l'éolien terrestre en 2018, des avancées procédurales considérables ont été

entérinées fin 2018, comme la suppression du 1^{er} degré de juridiction. Une réforme de l'imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseau (IFER), assurant une meilleure répartition pour la commune d'implantation a également été entérinée.

1.3.1.2 France Infrastructures

Le secteur reportable Infrastructures France regroupe les activités de quatre BU : la BU GRDF, la BU GRTgaz, la BU Elengy et la BU Storengy. Ces BU développent, exploitent et assurent la maintenance, essentiellement en France et en Allemagne, de réseaux et installations de transport, de stockage et de distribution de gaz ainsi que de terminaux méthaniers. Elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.

Les secteurs opérationnels GRDF, GRTgaz, Elengy et Storengy qui portent les activités d'infrastructures de gaz en Europe (distribution, transport, stockage et terminaux méthaniers) ont été regroupés dans le secteur reportable Infrastructures Europe car il s'agit d'activités régulées (pour l'essentiel) présentant des profils de risques et de marges similaires.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	5 569	5 450	+2,2
EBITDA	3 539	3 554	-0,4

1.3.1.2.1 GRDF

1.3.1.2.1.1 Missions & Stratégie

GRDF, filiale indépendante d'ENGIE, assure en France le développement, l'exploitation et la maintenance de réseaux de distribution, achemine le gaz pour le compte des fournisseurs et des consommateurs et raccorde les producteurs de biométhane. GRDF a pour mission d'offrir un accès équitable à son réseau à tous les fournisseurs de gaz naturel.

La stratégie de GRDF est révisée tous les quatre ans. GRDF développe ses activités selon les trois orientations de son projet d'entreprise : (i) viser l'excellence opérationnelle dans l'exercice de ses métiers pour être reconnu comme un professionnel engagé ; (ii) faire du gaz une énergie d'avenir en démontrant sa pertinence dans le mix énergétique et (iii) construire avec tous les métiers un modèle d'entreprise responsable, plus ouverte et collaborative.

1.3.1.2.1.2 Description des activités

L'activité de distribution présente des spécificités liées à son caractère de service public local. Chaque collectivité alimentée en gaz naturel confie à un distributeur agréé, par voie de concession, l'exploitation du service public de la distribution de gaz sur son territoire. Les concessions sont conclues ou renouvelées sur la base d'un modèle de cahier des charges établi conjointement entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) et GRDF. Les autorités concédantes exercent des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant de ces cahiers des charges.

Les ouvrages de distribution appartiennent aux collectivités, alors même qu'ils sont construits et financés par le concessionnaire, qui en a l'usage exclusif. Le Code de l'énergie reconnaît aux concessionnaires historiques que sont GRDF et les 22 entreprises locales de distribution (ELD) des zones de desserte exclusives. Titulaires d'un monopole de distribution, ils sont les seuls opérateurs avec lesquels les collectivités territoriales peuvent renouveler leurs concessions. La résiliation anticipée de la concession est strictement encadrée quant à ses motifs (limitativement énumérés) et quant à sa date (la moitié de la durée devant être écoulée) ; elle est de surcroît soumise à un préavis de deux

ans et donne lieu à indemnisation du concessionnaire par l'autorité concédante.

Hors des zones de desserte exclusives de GRDF et des ELD, le Code de l'énergie accorde à toutes les communes non desservies en gaz naturel la possibilité de confier la distribution publique de gaz à l'opérateur agréé de leur choix.

Hormis le cas particulier des délégations de service public acquises récemment après mise en concurrence, l'activité de GRDF est rémunérée par un tarif fixé par la CRE. À la suite de la décision de la CRE du 10 mars 2016, le nouveau tarif de distribution de gaz de GRDF dit «ATRD5» est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2016 pour une durée de quatre ans. Il s'applique à la zone de desserte exclusive de GRDF. La structure de ce tarif s'inscrit dans la continuité du précédent. La CRE a pris en considération l'ensemble des projets structurants que GRDF doit mener sur la période, permettant à l'entreprise de poursuivre ses actions en matière de sécurité industrielle et de développement, tout en lui demandant d'accroître ses efforts de productivité.

Ce cadre tarifaire a conduit à une hausse de 2,76% au 1^{er} juillet 2016. Le tarif d'acheminement reste stable, la baisse de tarif de -2,05% au 1^{er} juillet 2017 ayant été suivie par une hausse de 2,01% au 1^{er} juillet 2018. La hausse de tarif au 1^{er} juillet 2018 couvre notamment la hausse des charges d'impayés remboursées aux fournisseurs de gaz et les dépenses liées à la phase pilote du projet changement de gaz (conversion de gaz B en gaz H des clients du Nord de la France). Le tarif ATRD 5 a augmenté légèrement de 0,51% au 1^{er} juillet 2019.

Évolutions réglementaires : l'année 2019 a été marquée par le lancement de discussions et d'une consultation publique de la CRE destinées à fixer les activités de GRDF pour une durée de 4 ans à compter de juillet 2020.

Le nouveau tarif ATRD6 conduit à une quasi-stabilité tarifaire (évolution moyenne d'environ -0,3% par an) tout en laissant à GRDF les marges de manœuvre nécessaires pour maintenir un niveau de sécurité élevé et être un acteur de la transition énergétique.

En 2019 par ailleurs, un décret «Droit à l'injection» légalise le droit de raccordement des installations de biométhane au réseau de distribution et précise le cadre de mise en œuvre des investissements correspondants.

1.3.1.2.2 GRTgaz

1.3.1.2.2.1 Missions & Stratégie

GRTgaz est une filiale indépendante d'ENGIE. Outre les salariés de GRTgaz, qui détiennent 0,35% du capital de leur entreprise, les actionnaires de GRTgaz sont ENGIE et la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), un consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructures et la Caisse des Dépôts. Ces deux actionnaires détiennent respectivement près de 75% (ENGIE) et 25% (la SIG) de la part restante du capital.

GRTgaz assure le développement, l'exploitation et la maintenance du réseau de transport principal de gaz sur la plus grande part du territoire français, pilote les flux de gaz naturel qui l'empruntent, et commercialise auprès des expéditeurs fournisseurs de gaz les prestations d'accès à ce réseau. Il gère des activités de transport de gaz en Allemagne via sa filiale GRTgaz Deutschland. En 2017, GRTgaz a acquis Elengy, filiale d'ENGIE, opérateur de terminaux méthaniers en France.

La stratégie de GRTgaz vise à assurer son développement sur la durée, en France et à l'étranger. GRTgaz a pour ambition de :

- être un *leader* des infrastructures gazières en Europe en contribuant notamment à une meilleure intégration des marchés européens ;
- être un acteur résolument engagé dans la transition énergétique notamment en favorisant les nouveaux usages du gaz (industrie, mobilité), le développement des gaz renouvelables par l'injection de biométhane dans le réseau de transport et la recherche sur la valorisation de l'électricité renouvelable excédentaire (*power to gas*) ;
- poursuivre le développement à l'international dans les pays où la consommation de gaz est en forte croissance, en étroite collaboration avec les autres entités du Groupe.

1.3.1.2.2.2 Description des activités

En France, GRTgaz possède et exploite plus de 32 000 km de canalisations enterrées et 26 stations de compression pour acheminer le gaz entre fournisseurs et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). GRTgaz assure des missions de service public pour garantir la continuité d'alimentation des consommateurs et commercialise des services de transport aux utilisateurs du réseau. Acteur de la transition énergétique, GRTgaz investit dans des solutions innovantes pour adapter son réseau et concilier compétitivité, sécurité d'approvisionnement et préservation de l'environnement.

L'activité de GRTgaz s'exerce dans un cadre général visant à garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau.

Évolutions réglementaires : le Code de l'énergie prévoit que la construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel sont soumises à une autorisation nominative et incessible délivrée par l'autorité administrative. Par délibération du 15 décembre 2016, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a défini la méthodologie et fixé les tarifs d'utilisation des réseaux de transport en France dit «ATRIT6» appliqués depuis avril 2017 pour une période qui devait initialement être de quatre ans environ, mais finalement sera de trois ans. Dans ce cadre et en application de la méthodologie, la mise à jour tarifaire a conduit à une hausse du tarif moyen de 4,6% au 1^{er} avril 2019 (délibération 13 décembre 2018), liée notamment à une inflation plus haute que prévu, à une révision des modalités de fonctionnement de la zone B du réseau, et enfin à une augmentation des charges énergies et des coûts de levée des congestions.

Compte tenu de la mutation du marché du gaz, par ce nouveau tarif la CRE donne à GRTgaz des moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique mais renforce les incitations à la performance de GRTgaz et la sélectivité du régime d'incitation à la création de capacités d'interconnexion.

Ce nouveau cadre devait conduire à une baisse du tarif unitaire moyen de 0,4% par an en moyenne sur la période ATRIT6, cette évolution résultant de divers facteurs d'une part, de l'érosion des souscriptions anticipée sur la période, de la mise en service de projets d'investissements significatifs et d'autre part, de la baisse des prix de l'énergie, de la baisse du coût moyen pondéré du capital de 6,5% à 5,25% (réel avant impôts) et des objectifs d'efficience fixés à GRTgaz.

L'évolution du tarif de transport de gaz applicable au 1^{er} avril 2020 (ATRIT7) s'établit à +1,4% en moyenne par an pour la période 2020-2023 (délibération de la CRE du 20 janvier 2020). La Commission de régulation de l'énergie porte à 4,25% – réel avant impôts – le taux de rémunération de la base d'actif régulé des opérateurs d'infrastructures de gaz naturel pour 2020-2023 et met en place une régulation incitative de leurs charges d'exploitation.

1.3.1.2.3 Elengy

1.3.1.2.3.1 Missions & Stratégie

Les terminaux méthaniers sont des installations portuaires permettant la réception ainsi que la regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL). De nouveaux services ont été développés depuis 2012 comme le rechargement de méthaniers, le transbordement entre navires ou le chargement de citernes routières de GNL.

Elengy est le deuxième opérateur européen de terminaux méthaniers (source GILGNL) et exploite trois terminaux méthaniers en France. Les installations exploitées par Elengy ont une capacité de regazéification totale de 21,25 milliards de m³ (Gm³) de gaz par an au 31 décembre 2019.

Sa stratégie s'articule autour des axes suivants : (i) optimiser les modes de fonctionnement de chacun des trois sites afin de les valoriser quel que soit leur taux d'utilisation ; (ii) imaginer et offrir, dans ses terminaux ou d'autres infrastructures, de nouveaux services de stockage et de transfert de GNL ; (iii) augmenter ou renouveler son utilisation, notamment comme carburant terrestre ou maritime et (iv) trouver des relais de croissance à l'international en valorisant les compétences de gestionnaire d'actifs et d'exploitant développées depuis 50 ans.

En 2017, GRTgaz, filiale indépendante d'ENGIE, a acquis Elengy.

1.3.1.2.3.2 Description des activités

Le **terminal de Fos Tonkin**, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie. Sa capacité de regazéification est de 3 Gm³ de gaz par an. Son appointement peut accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 m³ de GNL et son réservoir a une capacité totale de 80 000 m³.

Le **terminal de Montoir-de-Bretagne**, mis en service en 1980, est situé sur la côte atlantique et reçoit du GNL provenant de sources variées. Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 Gm³ de gaz par an, de deux appointements pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 260 000 m³ de GNL (Qmax) et de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 m³ de GNL. Les travaux achevés en 2017 ont permis le démarrage d'une activité nouvelle et durable de transbordement.

Le **terminal de Fos Cavaou**, mis en service commercial en 2010, a une capacité de regazéification de 8,25 Gm³ de gaz par an, un appointement pouvant accueillir les navires de taille Qmax et trois réservoirs d'une capacité totale de 330 000 m³ de GNL. Ce terminal appartient à une filiale dédiée. Fin 2019, la société TOTAL a mis en vente sa participation de 27,5% du Terminal de Fos Cavaou.

Début février 2020, ENGIE a renforcé sa position dans l'aval GNL en France. Grâce à l'acquisition des parts de la société TOTAL dans Fosmax LNG, ENGIE est désormais totalement propriétaire de ses trois terminaux méthaniers.

Évolutions réglementaires : les terminaux méthaniers sont accessibles à tous les fournisseurs de GNL. Les tarifs d'accès à la regazéification sont régulés. Ceux en cours ont été fixés par la délibération de la CRE du 18 janvier 2017 et s'appliquent depuis le 1^{er} avril 2017, et ont été révisés par la délibération du 15 novembre 2018 pour application depuis le 1^{er} avril 2019.

Les tarifs révisés sont en baisse de 3,5% (Fos Cavaou, 4% (Montoir) et 5% (Fos Tonkin) par rapport aux tarifs appliqués depuis 2017, qui eux-mêmes présentaient une baisse significative par rapport aux tarifs précédents.

Les tarifs actuels s'appliquent à un service de base, offre principale des opérateurs de terminaux méthaniers, qui peut être complété par la souscription d'une option garantissant une émission uniforme pendant 20 à 40 jours.

Les services de transbordement et de chargement de citernes GNL sont non régulés.

1.3.1.2.4 Storengy

1.3.1.2.4.1 Missions & Stratégie

Avec Storengy, le Groupe est *leader* du stockage souterrain de gaz naturel en Europe, doté d'une capacité nette de stockage de 12,2 milliards de m³. Dans un contexte marqué par des conditions de marché durablement défavorables et le bouleversement de la scène énergétique, Storengy s'adapte pour faire face aux risques pesant sur son activité de cœur de métier et développer de nouvelles ambitions rendues possibles par la transition énergétique, en particulier sur les thématiques suivantes :

- valoriser la place du stockage souterrain comme un élément clé pour le développement des énergies renouvelables intermittentes. La capacité de stockages annuelle de Storengy (138 TWh) correspond à la production de 9 200 éoliennes en mer ou à l'énergie nécessaire pour faire rouler 20 millions de véhicules électriques ;
- les gaz renouvelables, avec la production et le stockage de biométhane, d'hydrogène et de méthane de synthèse dont la combinaison permet d'envisager un mix 100% neutre en carbone à horizon 2050 en Europe, tout en générant des externalités positives pour les territoires (systèmes décentralisés, emplois locaux, traitement des déchets, etc.) ;
- la chaleur et le froid renouvelables, avec l'utilisation du sous-sol pour la production et le stockage de chaud et de froid, fournissant un service de confort aux usagers à l'échelle d'un bâtiment, d'un quartier ou d'une ville, tout en réduisant leur empreinte environnementale ;
- l'électricité renouvelable, par la maîtrise de la géothermie haute température, énergie décarbonée et non-intermittente.

1.3.1.2.4.2 Description des activités

Stockage de gaz et conversion aux gaz renouvelables

En France, Storengy SA exploite 14 installations de stockage souterrain. Neuf stockages en nappe aquifère (pour un volume utile total de 9 milliards de m³), quatre stockages en cavités salines (1 milliard de m³) et un stockage en gisement déplété (80 millions de m³). Trois de ces sites sont en exploitation réduite selon des modalités réglementaires précises (880 millions de m³).

Évolutions réglementaires : la réforme du stockage mise en place en 2018 a permis la régulation de l'activité en France dans un schéma d'enchères compensées garantissant un remplissage maximisé des stockages et une visibilité sur les revenus. La 2^e année de commercialisation (capacités 2019-20) a ainsi été un succès : 95,5 TWh ont été commercialisés (100% de l'offre). Dans le cadre de cette réforme, 2019 a également été marquée par la renégociation du revenu

régulé pour la prochaine période ATS2 2020-2023. Dans sa délibération n° 2020-011, la Commission de régulation de l'énergie porte à 4,75% – réel avant impôts – le taux de rémunération de la base d'actif régulé des opérateurs d'infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel pour 2020-2023 et met en place une régulation incitative de leurs charges d'exploitation.

Le 29 février 2020, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une enquête en matière d'aide d'état sur le dispositif de régulation du stockage mis en place au 1^{er} janvier 2018 pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France. Storengy va transmettre tous les éléments nécessaires à la Commission pour faire valoir ses analyses dans le cadre de l'enquête approfondie que cette dernière elle mène en vue de formuler une décision finale.

Le tarif ATS2 évoluera, par rapport à 2018, de +1,4% en moyenne par an sur la période 2020-2023 (délibération de la CRE du 23 janvier 2020).

En **Allemagne**, Storengy Deutschland GmbH, filiale à 100% de Storengy, détient et exploite six stockages (1,7 milliard de m³ ; trois sites salins et trois sites déplétés), et exploite un 7^e stockage pour compte de tiers.

Au **Royaume-Uni**, Storengy UK Ltd, filiale à 100% de Storengy, exploite le stockage en cavités salines de Stublach (400 millions de m³). La fermeture récente du stockage de Rough, le plus important du pays, laisse la Grande-Bretagne avec quelques jours de couverture du pic de consommation hivernale. L'exploitation de l'ensemble des 20 cavités du site de Stublach à partir de 2019 positionne ce dernier comme le plus important en accès des tiers, lui donnant un positionnement fort sur le marché de la flexibilité.

Par ailleurs, grâce à son expertise acquise en Europe, Storengy se positionne sur des projets de développement de nouveaux stockages dans des pays où le gaz naturel représente un vecteur important de la transition énergétique (e.g. Brésil, Mexique).

En **Europe**, Storengy prépare également la conversion des actifs de stockage aux gaz renouvelables afin de valoriser le stockage de gaz dans un marché décarboné. Storengy France a validé depuis juin 2017 l'injection sans limite de biométhane dans les stockages souterrains français. Sur l'hydrogène, Storengy travaille en étroite collaboration avec les autres opérateurs gaziers pour évaluer la tolérance de ses équipements à l'hydrogène et se préparer au mieux à l'intégration de cet hydrogène dans les infrastructures gazières (projets HyGreen ou STOPIL H2 en France, Centurion au Royaume-Uni). En France, la Loi Énergie Climat vise à étendre le droit d'accès aux réseaux de gaz naturel, à tout type de gaz renouvelables ou issus d'énergie de récupération destinés à être injectés, tant que cela ne perturbe pas le fonctionnement et la sécurité des réseaux.

Production et stockage de gaz renouvelables

Storengy est aujourd'hui un acteur incontournable de la production de biométhane en France à travers sa prise de participation dans ENGIE Biogaz et l'acquisition de Vol-V Biomasse (12 unités en production). Le développement de cette activité (production de 1,25 TWh à horizon 2023 en lien avec les ambitions du Groupe) se fera en accord avec les nouvelles orientations de la programmation pluriannuelle de l'énergie et l'évolution des dispositifs de garanties d'origine du biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel qui entreront en vigueur en 2020.

Storengy s'engage également dès à présent sur le développement de projets de production et d'utilisation d'hydrogène renouvelable à l'échelle des territoires. Ainsi, en lien avec ENGIE Cofely en France, Storengy a présenté cette année plusieurs projets en réponse aux appels d'offres du plan de déploiement de l'hydrogène (usages industries et mobilité). La définition, en 2020, d'un cadre de soutien applicable à l'hydrogène devrait permettre d'accélérer le développement de Storengy sur ces marchés.

Storengy se positionne enfin sur la production de méthane de synthèse via la méthanation au travers de projets pilotes en cours de développement (Hyaunais, Méthycentre) mais également de projets commerciaux.

Production de chaleur, de froid et d'électricité par géothermie

Le développement de la géothermie est accompagné en 2019 par de nombreuses évolutions réglementaires, en particulier en France : levée de certains freins juridiques, réforme du Code minier engagée par l'État ou encore place de la géothermie dans le projet de PPE sont autant d'éléments qui confortent Storengy dans son positionnement sur ces marchés.

Storengy développe ainsi actuellement plusieurs projets de réseaux de chaleur et de froid à l'échelle des villes et des territoires aux Pays-Bas et en France en partenariat avec d'autres entités du Groupe. En particulier, le projet Plaine Garonne Énergie, avec ENGIE Solutions, vise à concevoir, construire et exploiter un nouveau réseau de chaleur au cœur

de Bordeaux avec délégation de service public pour une durée de 30 ans, et permettra d'éviter l'émission de 19 000 tonnes de CO₂ chaque année.

D'autre part, Storengy a développé une offre, G-STORE, destinée aux écoquartiers et bâtiments durables, avec une première référence en 2019 : la construction de la partie géothermie chaleur et froid du nouvel écoquartier Issy Cœur de Ville. Storengy fournira également la solution géothermie pour le futur Campus du groupe ENGIE à La Garenne-Colombes.

Enfin, Storengy s'emploie à développer de nouvelles capacités de production électrique à partir de géothermie haute température. Storengy a ainsi repris la gestion à l'automne 2019 du projet de production d'électricité de Vieux Habitants en Guadeloupe (20-30 MW) et s'emploie à développer de nombreux autres projets à travers le monde.

1.3.2 Reste de l'Europe

Le secteur reportable Reste de l'Europe regroupe les activités de quatre BU : la BU Benelux, la BU Royaume-Uni, la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est et la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe.

Les secteurs opérationnels Benelux, Royaume-Uni et Europe du Nord, du Sud et de l'Est ont été regroupés au sein du secteur reportable

Reste de l'Europe car ces trois BU comprennent des mix d'activités similaires (services à l'énergie, commercialisation et production d'énergie renouvelable) et évoluent dans des marchés de l'énergie matures qui se transforment dans le cadre de la transition énergétique.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	17 270	16 946	+1,9
EBITDA	1 750	1 081	+61,9

1.3.2.1 Benelux

Le secteur reportable Benelux correspond à la BU Benelux qui comprenait, en 2019, les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg, dans les domaines suivants : la production d'électricité à partir des centrales nucléaires du Groupe et de sources renouvelables, la commercialisation d'électricité et de gaz naturel ainsi que les activités d'installation et de services à l'énergie.

Comme mentionné dans le paragraphe 1.1.4, à partir du 1^{er} janvier 2020, une nouvelle BU «Nucléaire», dédiée à l'activité de production d'électricité à partir des centrales nucléaires, est créée sur le territoire de la Belgique.

1.3.2.1.1 Missions & Stratégie

La BU Benelux est la *leader* historique de la production d'électricité «bas carbone» et de la fourniture d'électricité et de gaz naturel sur le marché belge, et également *leader* dans le secteur des services au Benelux. La mission de la BU est d'«être *leader* dans les solutions intégrées, durables et différenciantes pour ses clients dans les domaines de l'énergie, des services et des installations techniques» et sa vision est d'«être au cœur de la Transition zéro carbone» en faisant de ses pays des champions de cet enjeu.

Dans la droite ligne de la stratégie du Groupe, la BU Benelux est particulièrement bien positionnée pour offrir des solutions de «Transition neutralité carbone» à ses différents clients. En effet, la BU possède une présence unique sur le terrain grâce à plus de 15 000 collaborateurs, œuvrant quotidiennement à des Solutions Clients et elle possède

également des positions de premier plan tant dans la production d'électricité renouvelable (éolien terrestre et solaire photovoltaïque) qu'en solutions de mobilité verte. Enfin, elle développe en avant-première, des projets d'hydrogène (Benelux), de Communautés Locales d'énergie (Belgique) et de géothermie (Pays-Bas).

1.3.2.1.2 Description des activités

La BU Benelux exploite et maintient, dans le respect des normes de sécurité nucléaire les plus strictes, les centrales nucléaires de Doel et de Tihange en Belgique, représentant une capacité installée totale de 5 930 MWe (dont 897 MWe de droits de tirage tenus par des parties tierces). De plus, la BU Benelux possède 1 118 MWe de droits de tirage avec EDF en France. Un cadre juridique et fiscal stable a été mis en place pour l'exploitation des centrales nucléaires jusqu'en 2025. Il définit, entre autres, les paramètres économiques sous-tendant l'extension de la durée de vie de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, ainsi que le mécanisme de calcul de la contribution nucléaire que doit payer ENGIE Electrabel.

Le Groupe assume des obligations, résultant de l'application de la loi belge du 11 avril 2003, relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires. Au 31 décembre 2018, le montant des provisions nucléaires dans les comptes consolidés du Groupe s'élevait à 11,6 milliards d'euros (dont 5,3 milliards relatifs au démantèlement des installations et 6,2 milliards relatifs à la gestion de l'aval du cycle du combustible). À la suite de la révision triennale conduite en 2019 sous l'autorité de la Commission des provisions nucléaires, les scénarios techniques pour la gestion de l'aval du cycle du

combustible nucléaire ont été profondément revus sur base des dernières exigences des autorités fédérales belges compétentes. Les taux d'actualisation ont été ajustés de 3,50% à fin 2018 à respectivement 3,25% pour les provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et 2,50% pour les provisions pour démantèlement des sites de production nucléaire, avec un taux d'inflation inchangé à 2,0%. Au total, la prise en compte de l'avis de la Commission des provisions nucléaires et les obligations liées aux projets de dépôts de déchets nucléaires auront conduit à une revalorisation des provisions nucléaires dans les comptes consolidés du groupe ENGIE de 2,1 milliards d'euros, au-delà de la charge annuelle récurrente liée à la désactualisation et aux quantités supplémentaires de combustibles consommées au cours de l'année, soit un total à fin 2019 de 14,2 milliards d'euros (dont 6,8 milliards relatifs au démantèlement des installations et 7,4 milliards relatifs à la gestion de l'aval du cycle du combustible).

La BU développe, construit et opère également des actifs de production d'énergie renouvelable, comprenant notamment une capacité éolienne terrestre de 430 MWe (+43 MWe en 2019) en Belgique et aux Pays-Bas. Dans le cadre de la stratégie d'ENGIE pour l'éolien en mer, la BU est impliquée depuis 2011 dans le développement du projet MERMAID. En 2018, le projet a été fusionné avec le projet d'éolien en mer Seastar pour créer SEAMADE (487 MWe) dans lequel ENGIE Electrabel détient 17,5% des parts. La BU est par ailleurs *leader* sur le marché des sous-stations de haute tension en mer, via ENGIE Fabricom (22 sous-stations construites et 8 sous-stations en construction ou commandées). Dans le domaine de la production d'électricité photovoltaïque, la BU, *leader* en Belgique et *challenger* aux Pays-Bas, a poursuivi le développement de solutions «clés en main» pour ses clients professionnels, ainsi que des installations sur les sites du Groupe au Benelux. Fin 2019, cette capacité cumulée atteignait 90,5 MWc. Enfin, dans le secteur du biogaz, la BU a acquis en 2018 la société de développement, d'ingénierie et de services de biogaz BIOGASPLUS afin de renforcer son développement aux Pays-Bas. En Belgique, 2019 aura vu le développement de son premier projet de biométhane.

À travers ENGIE Axima, ENGIE Cofely, ENGIE Fabricom et ENGIE Services NL, la BU Benelux intervient dans les secteurs du tertiaire, de l'industrie, de l'énergie et du transport et fournit à ses clients, tant publics que privés, des services multi-techniques et des solutions comme :

- l'amélioration de la performance énergétique et la limitation de l'impact environnemental des bâtiments (audits et contrats de performance énergétique, systèmes de chauffage, ventilation et climatisation, gestion et maintenance multi-technique, etc.) ;
- la production, l'exploitation et la distribution de sources d'énergies locales et renouvelables (centrales de cogénération, utilités industrielles, etc.) ;
- les services intégrés (*facility management*, gestion multisites, partenariats public-privé, etc.) ;
- des activités de maintenance des réseaux (basse et moyenne tension, basse pression gaz, télécom, eau, éclairage public, etc.) ;
- des activités d'installation et de maintenance industrielles (impression 3D, électricité & instrumentation, solutions pour les procédés, automatisation) ;
- des activités de construction et de maintenance pour les infrastructures liées à la mobilité routière (éclairage, gestion de la circulation, etc.), fluviale, aérienne, portuaire et ferrée (stations de train et de métro, caténaires, signalisation, systèmes d'information pour les passagers, etc.).

Sur le marché de la vente d'énergie aux clients résidentiels et petits professionnels, la BU Benelux gère 2,49 millions de contrats de

fourniture d'électricité (~8,5 TWh) et 1,35 million de contrats pour le gaz naturel (~19,6 TWh) en Belgique et 360 293 contrats en électricité (~1,5 TWh) et 343 894 contrats en gaz naturel (~5,1 TWh) aux Pays-Bas. En 2019, la BU a poursuivi le déploiement de son offre innovante qui vise à donner aux clients la maîtrise de leurs consommations via des outils et des solutions pour améliorer leur efficacité énergétique. Elle dispose également d'un portefeuille de clients professionnels (industrie et tertiaire), en électricité (~14 TWh en Belgique, ~9,9 TWh aux Pays-Bas) et en gaz naturel (~17 TWh en Belgique, ~9,9 TWh aux Pays-Bas) ainsi que des offres de services énergétiques.

Évolutions réglementaires : en Belgique, sur le plan de la sécurité d'approvisionnement, la loi-cadre introduisant un mécanisme de capacité (CRM) basé sur le modèle des options de fiabilité (tel que mis en oeuvre récemment en Irlande et en Italie) a été adopté en avril 2019 avec pour objectif d'attirer 4 GWe de nouvelles capacités (principalement gaz) d'ici fin 2025, en remplacement du nucléaire. Le planning et les modalités d'implémentation et la nécessité d'un CRM (assurance contre le risque d'insécurité d'approvisionnement) ainsi que son financement sont toujours en discussion.

1.3.2.2 Royaume-Uni

1.3.2.2.1 Missions & Stratégie

La BU Royaume-Uni a pour mission d'améliorer la qualité de vie et de travail de ses clients. À cet effet, la BU utilise ses capacités dans les domaines de l'énergie et des services pour permettre à ses clients d'évoluer dans un environnement bas carbone, plus performant et de plus en plus digital. Pour ce faire, elle transforme les quartiers à l'aide de la régénération et elle fournit des sources d'énergie fiables, flexibles et renouvelables, des solutions énergétiques efficaces et intelligentes pour les bâtiments ainsi que des services efficaces et innovants.

1.3.2.2.2 Description des activités

La BU Royaume-Uni est répartie en quatre branches :

- **Energy Infrastructure** (production d'électricité, développement des énergies renouvelables, gestion de portefeuille) : la BU possède plus de 2 GW d'actifs de production, parmi lesquels la plus grande unité de stockage par pompage-turbinage au Royaume-Uni (*First Hydro*) ainsi qu'une activité de développement d'énergies renouvelables (éolien terrestre & en mer et solaire). L'entité dispose d'un portefeuille de projets en développement dans le secteur des énergies renouvelables, dont une participation de 23,3% dans le parc éolien offshore de 950 MW de Moray East en Écosse.
- **Business Energy & Services** (efficacité énergétique, approvisionnement en énergie et achat d'électricité, gestion d'installations, services techniques) : la BU se concentre sur les offres intégrées. Ses capacités étendues sont conçues pour servir à la fois les organisations publiques et privées. ENGIE a signé un accord avec Bombardier Transport pour un contrat d'une durée de cinq ans portant sur la prestation de services intégrés de *facility management*, de maintenance d'actifs de production auprès de 33 sites dans 12 pays, dont le Royaume-Uni.
- **Places & Communities** (conception et rénovation de logements, bâtiments et sites, gestion d'installations, production décentralisée, systèmes énergétiques locaux) : la BU Royaume-Uni est un partenaire stratégique en matière d'aménagement d'espaces urbains et notamment pour créer et régénérer les collectivités (ainsi que pour les entretenir et les accompagner). Ces activités comprennent également la fourniture de solutions d'efficacité énergétique et de production renouvelable. ENGIE réalise sur le site de l'université de Kingston à Londres un important projet de régénération sur deux sites d'hébergement étudiants avec un contrat de *facility management*

supplémentaire pour l'entretien de ces sites sur une période de 50 ans.

- **Homes & Enterprises** (approvisionnement en énergie, technologie intelligente pour l'habitat, systèmes de charge pour les véhicules électriques et infrastructures) : ENGIE est un fournisseur d'énergie et de services connexes pour les foyers et les PME à travers le pays. La BU Royaume-Uni fournit également aux consommateurs des bornes de recharge pour les véhicules électriques ainsi que des technologies connectées et intelligentes. ENGIE UK compte actuellement près de 70 000 clients. ENGIE a acquis ChargePoint Services Ltd, un fournisseur britannique de solutions intégrées de recharge pour les véhicules électriques, et propriétaire-exploitant du réseau de recharge de véhicules électriques «Geniepoint». ENGIE dispose désormais d'un réseau public de plus de 900 points de recharge au Royaume-Uni.

Évolutions réglementaires : les enchères et les paiements sur le marché britannique des capacités ont été suspendus pour des raisons d'aides d'État, suite à un arrêt de la Cour de justice de l'Union européenne. La taxe sur les fournisseurs du marché des capacités n'a donc pas été collectée pendant la période de suspension, ce qui a eu des répercussions sur la majorité des producteurs d'électricité britanniques, y compris ENGIE. La Commission européenne a rendu une décision en octobre 2019 qui a permis le rétablissement du marché britannique des capacités et a entraîné des paiements rétroactifs.

1.3.2.3 Europe du Nord, du Sud et de l'Est (NECST)

1.3.2.3.1 Missions & Stratégie

La BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est est aujourd'hui présente en Autriche, République tchèque, Allemagne, Grèce, Italie, Norvège, Pologne, Portugal, Roumanie, Slovaquie, Espagne et Suisse.

Les géographies de la BU présentent un fort potentiel de marché, notamment en raison de la taille de leurs industries, de la sensibilisation des villes au développement durable et de la présence de nombreuses entreprises internationales engagées dans la réduction de leur empreinte carbone. La mission de la BU est ainsi de co-développer avec ses clients des solutions fiables et neutralité carbone pour un nouveau monde énergétique.

Les domaines d'activité de la BU englobent les solutions clients (BtoB, BtoT), les énergies renouvelables (hydraulique, éolienne, solaire), les infrastructures gazières (distribution, stockage) et la fourniture d'énergie (BtoC, BtoB). La BU met en œuvre sa stratégie par le biais d'une organisation par pays qui permet d'accélérer son développement, au bénéfice de ses clients.

1.3.2.3.2 Description des activités

En **Roumanie**, l'activité principale est la distribution de gaz naturel via la filiale Distrigaz Sud Retele, qui exploite un réseau de distribution de 20 299 km, incluant le réseau WIROM et ses 313 km acquis en février 2019. La BU est active dans le stockage de gaz naturel à travers sa filiale Depomures. ENGIE Romania fournit du gaz naturel et de l'électricité à 1,9 million de clients (BtoC et BtoB), ainsi que des services énergétiques, notamment à 700 000 clients BtoC via ENGIE Servicii. ENGIE Romania exploite deux parcs éoliens à Gemelele et Baleni, pour une puissance installée de 98 MW. Il est également présent dans l'éclairage public intelligent et les objets connectés avec Flashnet, qui développe des systèmes de gestion d'énergie intelligents pour les villes.

Évolutions réglementaires : en janvier 2020, le nouveau gouvernement a approuvé l'ordonnance sur la dérégulation du marché de l'énergie. Le marché du gaz sera totalement dérégulé à partir du 30 juin 2020 pour les segments résidentiels et non résidentiels, et celui de l'électricité à partir du 31 décembre 2020. D'autre part, la taxe de 2% applicable au

chiffre d'affaires des entreprises de production, de transport et de distribution de gaz et d'électricité est supprimée et le nouveau taux de rentabilité pour la distribution (6,9% jusqu'au 30 avril 2020) sera fixé par l'ANRE courant 2020.

En **Italie**, la BU est présente dans la vente de gaz naturel et d'électricité à plus de 820 000 consommateurs (BtoC et BtoB). La BU est l'un des principaux acteurs de l'éclairage public et elle a récemment renforcé sa position dans les réseaux de chauffage urbain avec plusieurs acquisitions. La BU fournit également, avec sa position de *leader* sur le marché, des solutions d'efficacité énergétique et décentralisées aux clients résidentiels, aux entreprises et aux pouvoirs publics, participant également à de nombreux appels d'offres lancés par Consip. ENGIE Italia exploite 158 MW d'actifs d'énergie éolienne et solaire montés sur le toit et au sol, ainsi que de centrales à biomasse. De plus, en décembre 2019, la BU a acquis Renvico Holding avec un portefeuille de 142 MW d'énergie éolienne ainsi que le rachat d'un certain nombre de projets éoliens et solaires.

En **Allemagne**, via ses participations dans quatre services communaux, la BU fournit de l'électricité et du gaz, et opère des activités de réseaux de chauffage, de distribution d'énergie et de solutions décentralisées. La coopération avec la ville de Sarrebruck a été prolongée de dix ans en mai 2019. La BU participe activement à l'installation, à l'exploitation et à la maintenance de solutions d'efficacité énergétique et a renforcé sa position de *leader* dans les services techniques de bâtiment avec l'acquisition d'Otto Luft- und Klimatechnik en février 2019. Elle exploite également 339 MW d'énergies renouvelables (éolien, station de pompage hydraulique) et des sites de stockage de batteries.

En **Espagne**, les entités exploitent 112 MW d'énergie solaire et hydraulique, avec plus de 500 MW de capacité en énergie éolienne et solaire en cours de construction. La BU opère des unités de cogénération à Barcelone et au Pays basque et des réseaux de froid et de chaleur à Barcelone et à Saragosse. ENGIE *Spain* est également actif dans les services d'installation et de maintenance et dans la fourniture de solutions d'efficacité énergétique. Elle fournit du gaz naturel et de l'électricité aux clients BtoB.

Au **Portugal**, la BU intervient principalement dans la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, via TrustWind (une entreprise commune à 50/50 avec Marubeni), exploitant notamment 489 MW d'énergie éolienne. En décembre 2019, ENGIE a signé l'acquisition d'un portefeuille de 1,7 GW de capacité de production hydraulique avec Crédit Agricole Assurances et Mirova, qui devrait être effective en 2020. Elle distribue également le chauffage et la climatisation à la ville de Lisbonne par l'intermédiaire de sa filiale Climaespaço, et fournit des services d'exploitation et de maintenance et des solutions d'efficacité énergétique.

En **Autriche** et en **Suisse**, la BU opère principalement dans les services d'efficacité énergétique, d'installation et de maintenance. ENGIE Suisse est responsable de la gestion des installations des aéroports de Genève et de Zurich et a inauguré en septembre la centrale de cogénération à bois de Sisslerfeld, qui fournit de la chaleur à trois opérateurs industriels.

En **Pologne**, la BU est active dans les services d'installation et de services intégrés et dispose d'un portefeuille de clients BtoB dans le secteur de l'électricité. Elle est également active dans la production d'énergie renouvelable, avec 138 MW d'énergie éolienne et 6 MW d'énergie solaire, ainsi que dans les réseaux de chauffage.

En **Norvège**, la BU développe avec Susi Partners un parc éolien de 208 MW à Tonstad où l'électricité est vendue dans le cadre d'un contrat de vente d'une durée de 25 ans avec le producteur d'aluminium Hydro. Les premières turbines ont été mises en service en septembre 2019.

En **République tchèque** et en **Slovaquie**, la BU fournit des solutions d'installation et d'exploitation et de maintenance. La BU est un important opérateur de réseau de chauffage privé en Slovaquie et opère

des sites de fabrication de tableaux de distribution en République tchèque.

En Grèce, la filiale d'ENGIE Hellas est active dans les solutions d'efficacité énergétique et les services techniques pour les bâtiments et fournit de l'électricité et du gaz aux clients de détail, industriels et commerciaux.

1.3.2.4 Génération Europe

1.3.2.4.1 Missions & Stratégie

L'environnement du marché de la BU Génération Europe est aujourd'hui impacté par la transition vers une économie moins intensive en carbone. Le marché de l'énergie, réorienté par des évolutions réglementaires européennes et nationales, se caractérise par un développement important des sources d'énergie renouvelables (SER) intermittentes, des plans de sortie de la capacité de production produite à base de charbon dans un nombre croissant de pays et un secteur industriel qui fait face à des hausses des prix du CO₂.

L'émergence des SER intermittentes entraîne une plus grande volatilité du profil de production et la sortie de la production au charbon, couplée d'une sortie du nucléaire en Allemagne, entraînera à moyen terme un problème d'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité si elle n'est pas compensée. Les centrales au gaz naturel ont un rôle clé à jouer aujourd'hui en offrant la flexibilité nécessaire sur les marchés de l'énergie, à côté de solutions naissantes. Pour permettre aux capacités existantes de rester opérationnelles, les instances européennes permettent aux gouvernements de mettre progressivement en place différents mécanismes de rémunération en faveur des producteurs d'électricité (mécanisme de réserve de capacité, réserve stratégique etc).

Dans ce contexte, la BU Génération Europe souhaite jouer le rôle de complément aux énergies renouvelables et aider les grands clients industriels à relever les défis de la transition énergétique. La BU propose des offres d'énergie compétitives sur les marchés européens et des solutions innovantes aux clients industriels.

Pour ce faire, elle commercialise de l'énergie en :

- exploitant et développant des activités de production d'électricité à faible émission de CO₂ ;
- exploitant une centrale de pompage-turbinage et en développant le stockage par batteries, soit en combinaison avec ses propres centrales, soit chez le client ;
- offrant des solutions aux grands clients industriels pour qu'ils puissent relever les nouveaux défis issus de la transition énergétique, à savoir la sécurité d'approvisionnement et la réduction des émissions de CO₂ ;
- soutenant le développement d'une chaîne de valeur durable autour de l'hydrogène vert.

1.3.2.4.2 Description des activités

La BU Génération Europe gère un portefeuille d'actifs de production thermique d'une puissance installée de 20,3 GW dans 6 pays européens (France, Belgique, Italie, Portugal, Espagne et Grèce), qui comprend ses propres centrales et des actifs décentralisés chez des clients. La répartition de la puissance installée par technologie est la suivante : gaz (15,6 GW), hydroélectricité et stockage par pompage (1,3 GW), biomasse et autres (0,5 GW). La BU a finalisé en 2019 la cession de ses capacités de production à base de charbon (2,9 GW) en Allemagne et aux Pays-Bas.

Outre son activité de production d'électricité, la BU Génération Europe propose aux grands groupes industriels des solutions en matière d'énergie, d'exploitation et de maintenance fondées sur ses forces, sa proximité et ses références solides afin de les aider à relever les défis de la transition énergétique.

Évolutions réglementaires : suite au *Green Deal*, issu de la COP 25 de Madrid, la législation relative à l'utilisation de combustibles moins carbonés tel l'hydrogène pour la production d'énergie, devrait être communiquée en 2021 (nouvelle directive RED). D'autre part, des discussions et des consultations afin d'affiner les objectifs 2030 et mettre en place le socle législatif de zéro carbone en 2050 seront lancées courant 2020.

1.3.3 Amérique latine

Le secteur reportable Amérique latine regroupe les activités de deux BU : la BU Amérique latine (Argentine, Chili, Mexique, Colombie et Pérou) et la BU Brésil.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	5 341	4 639	+15,1
EBITDA	2 221	1 789	+24,2

1.3.3.1 Amérique latine (hors Brésil)

1.3.3.1.1 Missions & Stratégie

La BU Amérique latine a pour ambition de devenir le partenaire privilégié des solutions durables vers la neutralité carbone dans les cinq pays où ENGIE est présent (Argentine, Chili, Colombie, Mexique et Pérou).

Entièrement alignés sur sa mission, les objectifs de la BU Amérique latine sont (i) de fournir à ses clients une énergie plus propre, (ii) de soutenir ses clients pour une consommation maîtrisée, (iii) d'étendre les activités de ses réseaux en tant qu'«ancres territoriales» clés pour déployer ses solutions, (iv) de soutenir la croissance de ces pays en développant des infrastructures sociales (universités, hôpitaux, aéroports, etc.) et (v) d'assurer la santé et la sécurité de ses employés et sous-traitants.

1.3.3.1.2 Description des activités

Solutions clients

En décembre 2018, ENGIE Latin America a acquis CAM, une société de services exerçant des activités au Chili, en Colombie et au Pérou, spécialisée dans la fourniture de solutions dans le domaine de l'installation, de l'exploitation et de la maintenance pour les secteurs de l'électricité et des télécommunications.

En 2019, un processus d'intégration a eu lieu entre CAM et les sociétés de services ENGIE en Amérique latine, qui a abouti à la création d'une plateforme de services régionale composée de filiales à 100% de Solutions clients ENGIE au Chili, en Colombie, au Mexique et au Pérou. Ces sociétés fournissent un portefeuille complet de solutions principalement pour les industries extractives, les villes et les infrastructures sociales : maintenance des travaux industriels et électriques, systèmes de contrôle de la circulation, gestion des installations et efficacité énergétique, mobilité durable, technologie à led, chauffage et refroidissement urbains, CVC et services auxiliaires, et solutions technologiques.

Énergie et Infrastructures

Au Pérou, ENGIE détient une participation de 61,77% dans ENGIE Energía Perú, une société de production d'électricité de premier plan d'une puissance installée d'environ 2 500 MW (dont 50% d'énergies renouvelables et de gaz). Ses actions sont cotées à la bourse de Lima.

Au Chili, ENGIE détient une participation de 52,76% dans ENGIE Energía Chile. Cette société a une capacité installée d'environ 2 065 MW et gère également 2 293 km de lignes de transport. Ses actions sont négociées à la bourse de Santiago. En outre, ENGIE Energía Chile détient 50% de TEN (Transmisora Eléctrica del Norte), société qui exploite la ligne de transport de 600 km qui interconnecte les réseaux électriques du nord et du centre du Chili.

Dans le secteur gazier, ENGIE détient une participation de 63% dans GNL Mejillones, un terminal de regazéification de GNL d'une capacité de 5,5 mm³/jour dans le nord du Chili, et de 100% dans les sociétés ENGIE Gas Chile et ENGIE Stream Solutions Chile qui assurent la commercialisation du gaz naturel par des conduites de distribution et du GNL par camions.

Évolutions réglementaires : en avril 2018, le gouvernement chilien a annoncé la fermeture de toutes les centrales au charbon à fin 2040, en commençant par les plus polluantes.

Au Mexique, ENGIE exploite huit sociétés de distribution locales fournissant du gaz naturel à près de 600 000 clients via un réseau de 11 500 km et trois sociétés de transport de gaz exploitant environ 1 300 km de pipelines.

En Argentine, ENGIE détient une participation de 64,2% dans Litoral Gas, une entreprise de distribution de gaz comptant plus de 740 000 clients. En outre, elle détient une participation de 46,7% dans Energy Consulting Services (ECS), une société de vente en électricité et en gaz et de conseil en énergie. ENGIE détient également une participation, détenue à 100% par ENGIE Energía Chile, dans Gasoducto NorAndino, un pipeline d'environ 1 000 kilomètres entre l'Argentine et le Chili.

En ce qui concerne la **production d'énergie renouvelable**, ENGIE a remporté 6 projets lors des appels d'offres nationaux de 2016 et 2017, pour un total de 908 MW (5 parcs solaires et 2 parcs éoliens). De plus, en octobre 2018, ENGIE Mexico a signé un accord d'achat d'électricité (PPA) d'une durée de 15 ans visant à fournir de l'énergie renouvelable au producteur d'acier Gerdau. À cette fin, le Groupe développe une centrale photovoltaïque de 100 MW dans l'État de Sonora. En 2019, le premier parc éolien Tres Mesas 3 (50 MW) a démarré avec succès ses activités commerciales.

1.3.3.2 Brésil

1.3.3.2.1 Missions & Stratégie

Le Brésil est une économie en croissance rapide, avec une population d'environ 200 millions d'habitants. La demande en électricité a été en augmentation constante au cours des 10 dernières années. L'approvisionnement en électricité dans le pays dépend encore fortement de la puissance hydroélectrique (64% de la puissance installée totale).

La production d'électricité centralisée va continuer à jouer un rôle important, bien que le système soit visiblement en train d'évoluer vers un mix énergétique plus diversifié (composé d'énergie hydraulique, thermique, et d'énergies renouvelables non conventionnelles-NCRE). La part croissante des NCRE dans le mix énergétique du pays, ajoutée aux nouveaux projets hydroélectriques, ont accru le besoin en production thermique (le système est devenu plus vulnérable en raison de scénarios hydrologiques défavorables). Le développement des enjeux environnementaux et les difficultés pour obtenir des licences représentent des défis supplémentaires à la création de nouvelles centrales hydrauliques.

Dans ce contexte, le gaz jouera un rôle essentiel dans le mix énergétique à moyen terme, renforcé par des découvertes récentes dans la zone pré-salifère (qui ont pratiquement doublé le potentiel de production nationale) et la nécessité de faire face à des composants de plus en plus volatils.

La mission de la BU Brésil consiste à fournir des solutions innovantes et durables en matière d'énergie et de services aux particuliers, aux entreprises et aux territoires.

Plus précisément, les orientations stratégiques de la BU Brésil sont organisées selon les axes suivants :

- la production d'électricité centralisée : être à l'avant-garde de la transition énergétique vers un monde de l'énergie de plus en plus renouvelable, en investissant dans l'éolien, le solaire photovoltaïque tout en maintenant des compétences clés dans l'hydroélectricité ;
- le gaz : être à l'avant-garde de la restructuration du marché du gaz au Brésil qui permettra une compétitivité accrue du secteur et tirer profit des nouvelles opportunités à venir ;
- les services énergétiques : devenir un acteur important dans les services à l'énergie au Brésil, en se focalisant sur les sites industriels et commerciaux, et les territoires ;
- la production d'électricité décentralisée : appui au développement des «consomm'acteurs» (à la fois consommateurs et producteurs) au Brésil grâce à la mise en place de solutions de production d'électricité décentralisée chez les clients particuliers.

1.3.3.2.2 Description des activités

— Production d'énergie centralisée

ENGIE Brasil Participações Ltda (EBP), filiale du Groupe, possède des actifs de production d'électricité de 10 211 MW en exploitation et de 680 MW en construction, représentant environ 6% de la capacité totale du Brésil. 83% de la capacité installée sont des centrales hydroélectriques, 11% des centrales thermoélectriques et 6% des centrales complémentaires (biomasse, éoliennes, petites centrales hydroélectriques et solaire).

EBP détient 68,71% du capital ENGIE Brasil Energia EBE (EBE) qui est responsable des activités de production centralisée. La société est cotée à la bourse brésilienne. EBP détient une participation de 40% dans Energia Sustentavel do Brasil Participações S.A. ESBR qui détient 100% du capital de la centrale hydroélectrique de Jirau (3 750 MW).

— Transport d'énergie :

En décembre 2017, ENGIE a fait son entrée sur le marché des lignes de transport d'électricité au Brésil : EBE a remporté une vente aux enchères pour un projet comportant environ 1 000 km de lignes de transport électrique et cinq sous-stations électriques, dans l'État de Paraná dans le sud du pays.

En janvier 2020, ENGIE a remporté l'appel d'offres pour l'acquisition d'un projet de concession de 30 ans comprenant la construction, l'exploitation et la maintenance d'une ligne de transport d'électricité de 1 800 km au nord du Brésil.

ENGIE devient ainsi l'acteur majeur dans le secteur des infrastructures électriques en Amérique latine, avec près de 3 000 km de lignes déployées d'ici 2022 au Brésil et 2 200 km déjà déployées au Chili.

Dans le domaine des infrastructures de pipeline de gaz naturel, ENGIE a acquis, via le consortium constitué d'ENGIE S.A, ENGIE Brasil Energia et la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ), 58,5% des actifs de TAG. TAG est une des principales sociétés de transport de gaz naturel sur le marché régulé au Brésil avec un réseau de gazoducs d'environ 4 500 km, soit 47% de l'ensemble des infrastructures gazières du pays. TAG compte 11 installations de compression de gaz, 14 points de réception de gaz (dont 2 terminaux méthaniers) et 90 points de distribution de gaz.

— **Solutions clients :** ENGIE Brasil Soluções intervient dans le développement et la mise en œuvre de solutions intégrées axées sur la réduction des coûts et l'amélioration des infrastructures pour les entreprises et les villes, telles que l'efficacité énergétique, la gestion de l'énergie, la gestion des contrats de fourniture d'énergie, ainsi que l'éclairage public, les systèmes de HVAC, les télécommunications, la sécurité et les systèmes de mobilité urbaine pour les villes. La société est une filiale de EBP. Actuellement, la société compte plus de

5 000 contrats dans la surveillance de l'énergie, est *leader* dans la gestion de l'énergie, gérant et surveillant plus de 25 000 points, et est l'un des *leaders* au Brésil dans la gestion des réseaux d'éclairage public, avec 300 000 points.

— **Production solaire décentralisée :** au Brésil, ENGIE développe les activités de génération décentralisée solaire par le biais d'ENGIE Brasil Soluções, avec plus de 2 300 panneaux. D'autre part, ENGIE Solar PV Utility-Scale, entité rattachée au Corporate du Groupe, fournit des solutions au PV à grande échelle, impliquant notamment des services de développement et d'EPC. La société opère 260 MW de centrales photovoltaïques installées.

Évolutions réglementaires : sur le marché du gaz, une nouvelle loi en cours d'approbation vise à ouvrir le marché et à créer des opportunités dans des domaines tels que la distribution du gaz, le stockage du gaz et le biogaz. Dans le secteur de l'électricité, après une consultation publique organisée en 2018, de multiples mesures ont été mises en œuvre ou sont prévues dans le but de moderniser le secteur à la lumière de la transition énergétique, avec une diminution progressive des subventions, l'extension des concessions, l'élargissement progressif des critères d'éligibilité au marché libre, les prix de l'électricité sur une base horaire, un mécanisme de rémunération des capacités, des marchés auxiliaires pour des caractéristiques telles que la flexibilité opérationnelle et les caractéristiques environnementales (création de marchés qui valorisent les faibles émissions de carbone), des technologies de mesure et de communication bidirectionnelle sophistiquées pour les consommateurs au détail, une solution pour le risque hydrologique (connue sous le nom de Generating Scaling Factor GSF - différence entre la garantie de fonctionnement physique et l'énergie effectivement produite par les générateurs).

1.3.4 États-Unis & Canada

Le secteur reportable États-Unis & Canada correspond à la BU Amérique du Nord. Il comprend les activités de production d'électricité,

de services à l'énergie et de commercialisation d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis, au Canada et à Porto Rico.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	4 545	3 355	+35,5
EBITDA	291	252	+15,6

1.3.4.1 Missions & Stratégie

Les États-Unis ont enregistré une croissance significative des capacités totales d'énergie renouvelable de + 7,6 GW éoliens en 2018 (près de 100 GW installés) et de + 10,6 GW solaires (62,4 GWc installés) ; de plus en plus de ces actifs sont liés aux clients finaux (13,4 GW de CAE signés en 2018). De plus, le marché américain de l'efficacité énergétique, après l'Europe, est l'un des marchés les plus importants (avec un chiffre d'affaires d'environ 7 milliards de dollars) et un des plus matures. Les secteurs des municipalités, des universités, des écoles et des soins de santé («MUSH») représentent environ 70% du marché en Amérique du Nord. Les campus, les hôpitaux et les universités demandent des solutions intégrées et complètes pour gérer leurs installations et améliorer leur efficacité. Le marché de l'efficacité énergétique est aujourd'hui tiré par les entreprises, les États et maintenant les villes (New York) qui cherchent à décarboner leurs

consommations. Enfin la production et le stockage distribués sont accélérés avec les projets communautaires de plus en plus encouragés dans les états (en particulier dans le Massachusetts et la Californie).

L'objectif de la BU Amérique du Nord est de contribuer à la construction d'un avenir durable et de mettre à disposition des collectivités et des entreprises une énergie propre, abordable, résiliente ainsi que les infrastructures qui la supportent.

La BU se développe ainsi sur deux moteurs de croissance : (i) la production d'énergie renouvelable (éolienne et solaire) centralisée, pour répondre à une demande croissante d'énergie propre de la part des clients et (ii) les solutions clients pour aider les clients à moderniser leurs installations, à réduire leurs coûts, à préserver leurs ressources et à optimiser l'environnement de leurs utilisateurs en termes de confort, de sécurité et de productivité. Il s'agit d'aider les clients à réaliser leur transition vers la neutralité carbone en adoptant une démarche partenariale.

La BU Amérique du Nord a des opportunités et des ambitions claires pour l'avenir : (i) accélérer le développement des énergies renouvelables : atteindre au moins 2,5 GW de nouveaux projets en 2021 (comparé à fin 2018) et accompagner ses clients dans le verdissement de leur approvisionnement en énergie grâce aux contrats de *Power Purchase Agreement* (PPA) ; (ii) être reconnu en tant que *leader* des solutions intégrées vers la neutralité carbone en : combinant les capacités techniques et les technologies internes de la BU afin de proposer des solutions sophistiquées et financées à ses clients et (iii) industrialiser le développement de solutions dites *asset-based* (à commencer par le chauffage et le froid urbains, le solaire distribué et les batteries).

1.3.4.2 Description des activités

Les trois principaux secteurs d'activité de la BU sont :

- l'optimisation des actifs couvrant les actifs de production d'électricité en exploitation, la gestion des clients énergétiques de district OSU et LMEC et ENGIE Storage ;
- la gestion de l'énergie se concentrant sur l'approvisionnement en énergie et incluant également la filiale *Think Energy*, active sur le marché du BtoC ;
- la division Energy Services consolide la gamme croissante d'activités de services tout en positionnant la BU afin de générer des synergies opérationnelles alors qu'elle continue à acquérir des sociétés de services et à partager les meilleures pratiques en matière de fourniture de services aux clients.

La BU a poursuivi sa croissance externe avec l'acquisition de :

- Conti, qui étend de manière significative les capacités d'ENGIE en matière de fourniture de solutions (travaux et exploitation) aux clients commerciaux et industriels et accroît la portée géographique du portefeuille de la BU en Amérique du Nord (notamment dans la région des Grands Lacs) ;

- Systecon, fabricant de premier plan de solutions utilitaires modulaires personnalisées (installations de production de froid, chaudières, appareils à vapeur, etc. pour centres de traitement de données, processus industriels, etc.). Cette acquisition permet à ENGIE d'étendre son portefeuille de solutions clients (efficacité énergétique, énergies renouvelables et gestion des données).

En décembre 2019, ENGIE et Meridiam emportent une concession de 50 ans avec l'Université de l'Iowa (UI) en matière d'efficacité énergétique, de gestion de l'eau et plus globalement de durabilité. ENGIE aura la charge de l'exploitation, l'entretien, l'optimisation et l'amélioration des systèmes de services publics sur le campus universitaire. Le projet inclut la fourniture de chaleur, de froid et d'électricité au campus par l'intermédiaire d'un réseau dédié ainsi que la gestion de services d'eau sanitaire et d'égouts pluviaux de haute qualité.

Évolutions réglementaires : le nombre d'États américains s'engageant à produire 100% d'énergie renouvelable ou propre d'ici 2050, par le biais d'objectifs ou d'exigences obligatoires, a continué à augmenter en 2019. Les États du Maine, du Nevada, du New Jersey, du Nouveau-Mexique, de New York et de Washington, ainsi que Porto Rico et Washington DC, ont rejoint la Californie et Hawaï, qui avaient précédemment annoncé des programmes et des objectifs pour atteindre 100% d'énergie neutre carbone respectivement en 2045 et 2050. Le Massachusetts, par ailleurs, a poursuivi le développement du programme Solar Massachusetts Renewable Target (SMART), en proposant, notamment, d'étendre le développement de nouvelles installations solaires dans le cadre du programme de 1 600 MW à 2 400 MW et en permettant aux développeurs de projets solaires et de stockage d'énergie, en plus des services de distribution, de prétendre à des revenus pour les droits de capacité sur le marché de gros de l'électricité.

Le conseil municipal de New York a voté en faveur du *Climate Mobilization Act* imposant une réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les bâtiments de grande et moyenne taille. La législation fixe un objectif de réduction globale des émissions de 40% en 2030 par rapport à 2005.

1.3.5 Moyen-Orient, Asie & Afrique

Le secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique regroupe les activités de quatre BU : la BU Asie-Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, Thaïlande, Singapour, Indonésie et Laos), la BU Chine, la BU Afrique et la BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (incluant l'Inde et le Pakistan). Dans cet ensemble, le Groupe est

à la fois présent sur des activités de production et commercialisation d'électricité, les métiers de distribution et de commercialisation de gaz, les services à l'énergie ainsi que le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	2 914	4 014	-27,4
EBITDA	727	1 133	-35,9

1.3.5.1 Asie-Pacifique

1.3.5.1.1 Missions & Stratégie

Au 31 décembre 2019, la BU Asie-Pacifique a des positions fortes à Singapour et en Australie, réalise des activités commerciales aux Philippines, en Malaisie, en Indonésie, en Mongolie et en Thaïlande et dispose de bureaux de développement au Japon et en Corée du Sud. En 2019, la BU Asie-Pacifique a achevé une décarbonisation de son activité à grande échelle avec la cession de ses dernières centrales au

charbon, et s'est engagée dans un plan de croissance ambitieux principalement axé sur la production d'énergie renouvelable et les solutions clients, incluant le développement de nouvelles activités autour de l'électrification rurale et des villes intelligentes.

Sur le plan de transformation, la BU Asie-Pacifique a finalisé la vente de Glow en mars 2019, ce qui a mis fin à une période de rotation des actifs qui a duré trois ans et a été marquée par la cession et/ou la fermeture d'actifs de production d'électricité principalement au charbon totalisant près de 8 000 MW. De ce fait, la BU Asie-Pacifique n'a plus aucune production au charbon.

La BU Asie-Pacifique a également décidé de transférer son siège régional de Bangkok à Singapour, une initiative stratégique visant à tirer parti de l'emplacement et de l'écosystème de Singapour pour réaliser les ambitions de croissance de la BU, notamment dans les énergies renouvelables et les solutions clients.

1.3.5.1.2 Description des activités

En **Australie**, ENGIE exploite plus de 1 100 MW (bruts) de centrales renouvelables (éoliennes) et à gaz. En 2019, ENGIE a mis en service le parc éolien de Willogoleche dans le sud de l'Australie, avec une capacité installée de 119 MW pouvant fournir de l'énergie renouvelable à plus de 80 000 foyers. L'Australie dispose d'un pipeline de projets solaires et éoliens de plus de 1 000 MW en cours de développement et est activement engagée auprès des clients qui recherchent des accords d'achat d'énergie par des entreprises pour les aider à atteindre leurs objectifs de développement durable :

- en septembre 2019, ENGIE a signé un PPA d'entreprise d'une durée de 10 ans avec Lion, l'une des plus grandes entreprises australiennes d'aliments et de boissons, pour une consommation annuelle de 17,5 GWh ;
- en octobre 2019, ENGIE a signé un accord de cinq ans avec L'Oréal Australie, aidant la société à atteindre ses objectifs de développement durable locaux par le biais d'un PPA d'entreprise (pour une consommation annuelle de 1,5 GWh/an) utilisant des certificats d'énergies renouvelables provenant du parc éolien de Willogoleche.

Le portefeuille comprend également des activités de service en Australie et Nouvelle-Zélande, fournissant des services et des installations pour des bâtiments multi-techniques, ainsi qu'une activité de fourniture d'énergie en Australie appelé «Simply Energy», à destination des segments BtoB et BtoC (environ 730 000 contrats) et incluant une suite de solutions énergétiques (PV en toiture, batteries, etc.) pour aider les clients à réduire leurs coûts d'énergie et leur empreinte environnementale.

En **Indonésie**, ENGIE se concentre sur le développement des énergies renouvelables, avec la construction en cours de deux centrales de production géothermique sur l'île de Sumatra : Muara Laboh (85 MW) et Rantu Dedap (90 MW).

À **Singapour**, ENGIE détient une participation de 30% dans Senoko Energy, qui exploite un portefeuille d'actifs de production d'énergie d'une capacité combinée de 3 300 MW. Senoko est présent sur le marché de la vente de détail d'électricité aux segments BtoB et BtoC, ce dernier étant ouvert depuis le 1^{er} mai 2019.

La BU a poursuivi sa croissance en 2019, notamment dans les Solutions clients :

- ENGIE a remporté l'appel d'offres pour la conception, la construction, la possession et l'exploitation du système de refroidissement de district (DCS) du district numérique de Punggol, devenant ainsi la première entreprise étrangère à remporter un tel contrat dans le pays ;
- ENGIE a acquis RCS Engineering, qui apporte une compétence locale d'installation et de conception de *data center*. Cela permet à ENGIE Singapour de proposer des solutions clients à destination de l'économie et des infrastructures digitales en croissance rapide dans la région ;
- ENGIE a également un partenariat avec Unabiz et KK Women's and Children's Hospital (KKH) avec des capteurs d'efficacité énergétique pour contrôler la température et l'humidité dans les bâtiments ;
- d'autre part, ENGIE et JTC, le principal développeur industriel de Singapour, ont annoncé la signature d'un protocole d'accord prévoyant des activités communes de recherche et développement

(R&D), de mise à l'essai et de déploiement pilote de solutions avancées d'énergie propre dans les bâtiments industriels de JTC.

L'offre de solutions clients s'étend également en Asie du Sud-Est, en **Thaïlande**, **Malaisie** et aux **Philippines**. ENGIE est l'un des plus importants fournisseurs de réseau de froid urbain aux Philippines et en Malaisie et propose une large gamme de services de solutions clients dans les trois pays (efficacité énergétique, installation, *facility management*, etc.).

En **Thaïlande**, ENGIE détient également une participation de 40% dans PTT NGD, un distributeur de gaz naturel destiné aux clients industriels de la région de Bangkok.

En **Asie du Nord**, la BU Asie-Pacifique a créé une filiale en **Corée du Sud** (ENGIE South Korea Limited) en septembre 2019 et, parallèlement, a poursuivi activement au **Japon** les opportunités de développement commercial des énergies renouvelables et des solutions clients.

Enfin au **Myanmar**, Mandalay Yoma Energy, une entreprise commune avec Sol Partners Pte. (Sol Partners) s'attache à fournir un accès à l'énergie à travers le déploiement de micro-réseaux afin de fournir de l'électricité à la population du Myanmar qui n'a pas accès aux formes modernes d'électricité de nos jours.

Evolutions réglementaires : un certain nombre de pays d'Asie, du Sud-Est et du Nord prennent des mesures pour augmenter la part d'électricité d'origine renouvelable et pour une meilleure efficacité énergétique.

En **Australie**, malgré un objectif en matière d'énergies renouvelables de 23,5% de l'électricité consommée sur le Marché National de l'Electricité en 2020, et un respect de ses engagements dans le cadre de l'accord de Paris (réduction des émissions de gaz à effet de serre de 26 à 28% par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030), le gouvernement n'a pas défini de politique claire en matière d'émissions de gaz à effet de serre (le taux d'émission par habitant est le 14^{ème} plus élevé mondialement, et le 3^{ème} parmi les pays du G20). Le gouvernement s'oriente vers une réglementation de l'électricité pour maintenir le prix de l'électricité à niveau abordable pour les clients les plus vulnérables.

En **Indonésie**, le Ministère de l'Energie et des Ressources Minérales et le PLN élaborent actuellement le *Presidential Regulation on Renewables* afin d'atteindre l'objectif de 23% de production d'électricité d'origine renouvelable d'ici 2025.

À **Singapour**, le gouvernement a pour nouvel objectif en matière d'énergie solaire de produire suffisamment d'énergie d'ici 2030 pour répondre aux besoins annuels d'environ 350 000 ménages (soit 4% de la demande totale actuelle d'électricité).

En **Malaisie**, le gouvernement cherche à porter à 20% l'objectif de production d'énergie renouvelable du pays dans les six prochaines années grâce au plan Malaysia Energy Supply Industry 2.0 (MESI 2.0).

Aux **Philippines**, un projet de loi institutionnalise l'efficacité énergétique et les économies d'énergie, encourage l'utilisation plus efficace de l'énergie et accorde des subventions aux projets d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie dans le pays.

En **Corée du Sud**, le projet de révision de la politique gouvernementale de mai 2019 prévoit de porter la part de sa production énergétique d'origine renouvelable à 35% d'ici 2040 (9% en 2019).

Au **Japon**, le nouveau «*white paper*» sur l'énergie officialise la «mission urgente» de réduction des émissions de carbone provenant des services publics qui dépendent fortement des combustibles fossiles pour compenser les pénuries d'énergie nucléaire. Le Japon se fixe un objectif de 22 à 24% d'énergies renouvelables tout en maintenant l'énergie nucléaire à un niveau équivalent. Il s'est également engagé à réduire les émissions de carbone de 26% d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2013 (réduction actuelle de 7%).

Enfin, le nouveau règlement de l'Organisation Maritime Internationale (OMI2020) limitant l'utilisation de fioul à Haute Teneur en Soufre (HTS) dans l'industrie maritime, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2020, favorise une conversion au GNL et à des carburants moins émetteurs de gaz à effet de serre pour ce type de transport.

1.3.5.2 Chine

1.3.5.2.1 Missions & Stratégie

La Chine poursuit sa politique de lutte contre la pollution atmosphérique, avec des progrès vers un mix énergétique plus propre et des exigences environnementales plus strictes, notamment en ce qui concerne les émissions de carbone, à l'égard des principaux consommateurs. Des *Corporate PPA* verts ont été mis en place par certains gouvernements locaux dans 36 villes, préparant ainsi la prochaine réforme du marché de l'électricité, prévue en 2020. De plus, le dynamisme de l'économie et l'urbanisation croissante des provinces côtières chinoises offrent des conditions favorables au développement de la stratégie d'ENGIE en matière de transition vers la neutralité carbone en Chine.

Dans ce contexte, la BU Chine continue de concentrer ses activités de développement sur deux secteurs principaux : (i) l'énergie propre et (ii) les solutions clients pour les collectivités et l'industrie. En ce qui concerne les opportunités liées aux services énergétiques, ENGIE se concentre sur quatre régions situées le long de la ligne côtière.

1.3.5.2.2 Description des activités

La BU Chine présente sa stratégie sur le marché chinois autour des activités suivantes : (i) énergies renouvelables (solaire PV, énergie éolienne, stockage de l'énergie) et (ii) solutions pour les territoires et l'industrie (chaleur et froid urbains, recharge des véhicules électriques, services relatifs aux bâtiments intelligents et services d'efficacité énergétique).

De plus, la BU Chine soutient également le Groupe en développant des projets conjoints avec des partenaires chinois dans des pays tiers (conformément à l'initiative «*Belt and Road*» (Nouvelle route de la soie) du gouvernement chinois) et en optimisant les acquisitions du Groupe grâce à l'achat d'équipements et de services depuis la Chine.

Aujourd'hui, ENGIE est présent dans les villes de Pékin, Shanghai et Chongqing, ainsi que dans la province du Sichuan, grâce au développement de nombreuses co-entreprises dans les domaines des réseaux urbains de refroidissement et de chauffage (SFES : une *joint-venture* détenue à 40% par ENGIE et à 60% par Chongqing Gas Group dans la région de Chongqing, des services d'efficacité énergétique via ETS, une société de services détenue à 50% par ENGIE et à 50% par SCE basée dans la ville de Chengdu, des services autour des bornes de charge de véhicules électriques ou de batteries via EV Chong, une *joint-venture* détenue à 23% par ENGIE, de coproduction d'énergie photovoltaïque via Unisun (une *joint-venture* détenue à 30% par ENGIE), le plus grand développeur d'énergie solaire photovoltaïque distribuée en Chine et le plus grand fournisseur d'O&M photovoltaïque pour tiers en Chine avec environ 1,4 GW d'actifs PV tous les deux basés à Ningbo dans la province de Zhejiang, ainsi que des services d'ingénierie via Tractebel et Beiran Enterprise Company implantée à Beijing.

Outre les activités susmentionnées, ENGIE, par l'intermédiaire de Tractebel, détient 49% de la coentreprise d'ingénierie BUGET (51% Beiran Enterprise Company), basée à Beijing.

Évolutions réglementaires : La Chine montre un intérêt de plus en plus vif pour les solutions d'efficacité énergétique afin de réduire sa consommation de 100 TWh d'ici 2022 et 400 TWh d'ici 2030, ainsi qu'une volonté de s'orienter vers une économie de marché en

remplaçant, par exemple, les tarifs régulés de rachat de production d'électricité par le réseau (basés sur le prix du charbon) par des prix de marché.

1.3.5.3 Afrique

1.3.5.3.1 Missions & Stratégie

Pour répondre au besoin grandissant d'énergie et au défi d'électrification en Afrique, ENGIE a la capacité unique de mettre en œuvre des solutions intégrées tout au long de la chaîne de valeur énergétique, de la production d'électricité centralisée aux solutions hors réseau (systèmes solaires domestiques, mini-réseaux) et aux services énergétiques.

La BU Afrique est chargée de développer les activités d'ENGIE dans les pays africains. Plus spécifiquement, la BU développe :

- les infrastructures et la production centralisée d'électricité : énergie renouvelable (éolien, solaire, etc.), transport, distribution et stockage centralisé. La production d'électricité à partir de gaz est envisagée dans plusieurs pays africains tout comme le développement d'infrastructures gazières (terminaux de regazéification, stockage, transport et gaz vert) ;
- les solutions clients (notamment BtoB) : installation, maintenance, services intégrés, vente d'énergie pour les secteurs commerciaux et industriels, et solutions *off-grid* (hors réseaux) pour les clients situés en zones reculées ;
- les solutions clients pour les villes et les territoires, spécifiquement sur l'éclairage public, la mobilité électrique, la sécurité publique, l'aménagement des territoires et les aéroports ;
- l'accès à l'énergie hors réseau : *kits* solaires domestiques en location avec option d'achat, solutions de mini-réseaux innovantes et développement de combustibles de cuisson propre et solutions de fourniture d'électricité fiable dans les zones urbaines.

1.3.5.3.2 Description des activités

Au **Maroc**, le parc éolien de Tarfaya (301 MW) est exploité par une *joint-venture* (TAREC) détenue à parts égales par ENGIE et Nareva Holding. Le parc représente à lui seul 40% de la capacité éolienne totale du Maroc. La centrale de Safi, en opération depuis décembre 2018, comprend deux unités de production d'énergie thermique de pointe (2x693 MW). ENGIE détient 35% de la société de projet SAFIEC.

En **Égypte**, ENGIE a démarré, fin octobre 2019, l'exploitation commerciale de 262,5 MW d'énergie éolienne Ras Ghareb avec 45 jours d'avance sur la date prévue. ENGIE détient 40% de la société de projet.

Au **Sénégal**, ENGIE a obtenu en juillet 2019 la signature du projet et la documentation financière de deux centrales solaires photovoltaïques totalisant 60 MW dans le cadre du programme IFC Scaling Solar.

En **Afrique du Sud**, ENGIE dispose de plusieurs actifs de production d'énergie : Aurora Wind Power est un parc éolien de 94 MW dans lequel ENGIE détient 43%. Les centrales de pointe Dedisa et Avon sont deux centrales à turbine à gaz à cycle ouvert (335 MW et 670 MW) ; ENGIE détient 38% des deux sociétés propriétaires des centrales. Kathu est une centrale à énergie solaire concentrée de 100 MW située dans la province du Cap Nord. La centrale a commencé ses activités commerciales en février 2019. Les actionnaires de Kathu Solar Park comprennent un groupe d'investisseurs, dont ENGIE (48,5%).

En parallèle des activités de production centralisée d'énergie connectée au réseau électrique, ENGIE est également présent sur le marché des solutions hors réseau. En avril 2018, ENGIE a achevé l'acquisition de Fenix International, qui fournit des *kits* solaires domestiques. Fenix opère

actuellement en Ouganda, en Zambie, en Côte d'Ivoire, au Nigéria, au Bénin et au Mozambique.

En octobre 2019, la BU a étendu son activité dans les énergies décentralisées avec l'acquisition de Mobisol, pionnier des *kits* solaires hors réseaux plus puissants. Mobisol a des activités en Tanzanie, au Rwanda et au Kenya. ENGIE a installé plus de 150 000 *kits* solaires domestiques en Afrique. De plus avec ENGIE Powercorner (mini-réseaux intelligents), ENGIE fournit désormais de l'électricité à des prix abordables à des villages entiers. Aujourd'hui plus de 4 millions de personnes en Afrique sub-Saharienne bénéficient de solutions ENGIE d'électrification hors réseau.

Les activités de services à l'énergie d'ENGIE ont également évolué en **Afrique du Nord** : au **Maroc**, la BU a regroupé ses différentes filiales fournissant des solutions clients (BtoB) : Cofely Marc, Cofely Tanger, Cofely Contracting, ENGIE Contracting Al Maghrib et ENGIE Finattech Services, au sein d'une entité unique : ENGIE Services Maroc.

ENGIE détient la totalité des actions de Thermaire Investments (Pty) Ltd. et Ampair (Pty) Ltd., actifs en **Afrique du Sud**, au **Mozambique** et au **Botswana** et *leaders* sur le marché sud-africain dans le domaine de l'installation et de la maintenance de systèmes de chauffage, ventilation et climatisation.

En **Afrique de l'Ouest**, ENGIE intervient via deux entreprises spécialisées dans les services énergétiques : Afric Power et Tieri, spécialisées dans la conception, l'installation et la maintenance de systèmes électriques et de mécanismes de contrôle automatique.

1.3.5.4 Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (MESCAT)

1.3.5.4.1 Missions & Stratégie

La région du Moyen-Orient, de l'Asie du Sud et Centrale et de la Turquie compte plus de 2 milliards d'habitants répartis dans 30 pays. Les pays cibles montrent des signes de résilience avec une croissance économique robuste et durable ainsi qu'un environnement commercial favorable. Bien que leurs conditions économiques varient, tous les pays ont un rythme de croissance élevé, un pipeline d'énergies renouvelables important et une urbanisation forte.

La BU MESCAT s'est fixée pour mission de continuer à développer des positions fortes dans la production d'énergie centralisée peu émettrice de CO₂ (gaz naturel et renouvelable) et de développer de nouvelles activités : production indépendante d'eau dessalée et développement des solutions clients intégrées qui continuent d'être un contributeur clé aux résultats du Groupe.

La stratégie de la BU repose sur les deux piliers suivants : (i) préserver et accroître la valeur du portefeuille d'actifs existants et (ii) effectuer de nouveaux développements au travers de nouveaux métiers et services au sein des pays de la BU MESCAT via des acquisitions, de la croissance organique et des augmentations de participation.

1.3.5.4.2 Description des activités

Production thermique

Dans les **pays du Conseil de Coopération du Golfe (CCG)**, ENGIE intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs et vend l'électricité et l'eau produites dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme. ENGIE est le premier développeur et/ou opérateur privé d'électricité et d'eau dans la région, avec des capacités de production totales de 30 GW et de près de 6 millions de m³ d'eau/jour provenant des installations de dessalement en exploitation ou en construction.

Au **Pakistan**, ENGIE détient à 100% deux centrales au gaz à cycle combiné (CGCC) pour une capacité totale de 932 MW. L'électricité produite est vendue dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme aux entreprises de distribution.

En **Turquie**, ENGIE détient une participation majoritaire dans la CGCC de Baymina, avec une capacité de production totale de 763 MW.

Énergies renouvelables

En **Inde**, ENGIE détient désormais un portefeuille de près de 1,5 GW de capacités d'énergie renouvelable (480 MW d'énergie éolienne et 1 020 MW d'énergie solaire), installées ou en construction.

Solutions clients

En avril 2019, ENGIE a fait l'acquisition complète de la *joint-venture* Cofely-Besix, devenant ENGIE Solutions Middle-East. Dans les **pays du CCG**, ENGIE est un gestionnaire d'installations majeur de la région et propose à ses clients des services de performance énergétique ainsi qu'un éventail de services dans les domaines du *facility management*, de la production d'énergie décentralisée, de l'éclairage public et des services aéroportuaires.

ENGIE détient une participation de 40% dans la société Tabreed (National Central Cooling Company PJSC), *leader* dans les pays du CCG des réseaux urbains de froid. L'entreprise distribue l'équivalent d'un million de tonnes de froid produites par ses 71 usines de refroidissement urbain situées dans les pays du Golfe et se développe en Inde.

ENGIE propose des services d'exploitation et de maintenance à des industriels, tant dans la production que dans la distribution d'énergie en **Turquie** et dans les **pays du CCG**.

Dans les pays du CCG (en particulier en Arabie saoudite), ENGIE commence à développer les *Corporate* PPAs auprès des clients industriels.

Fourniture d'énergie

En **Inde**, ENGIE a pris une participation majoritaire dans l'entreprise Simpa Networks, qui commercialise des solutions d'électrification solaire individuelles dans les zones rurales du nord de l'Inde.

Chaîne de valeur du gaz

En **Turquie**, ENGIE détient 90% du cinquième distributeur de gaz naturel en Turquie, IZGAZ, qui distribue et commercialise du gaz naturel à 360 000 clients résidentiels en 2019, commerciaux et industriels dans la région de Kocaeli.

1.3.6 Autres

Le secteur reportable «Autres» englobe les activités de :

- la BU Global Energy Management (GEM) qui a pour mission de gérer et d'optimiser, pour le compte des BU qui détiennent les actifs de production d'électricité et les portefeuilles clients, les portefeuilles d'actifs physiques et contractuels du Groupe (hors infrastructures de transport, de distribution et de stockage de gaz), notamment sur le marché européen. Elle est également en charge des ventes d'énergie auprès des grands comptes industriels paneuropéens et nationaux ainsi que de l'approvisionnement en énergies des BU qui les commercialisent auprès de leurs clients. Enfin, elle propose à des tiers des solutions liées à son expertise dans les marchés financiers de l'énergie ;
- le secteur GEM est désormais regroupé dans «Autres», en application des dispositions du paragraphe 16 d'IFRS 8, ce secteur ne dépassant plus les seuils quantitatifs listés au paragraphe 13 de l'IFRS 8 ;
- la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures) ;
- la BU GTT (spécialisée dans la conception de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport maritime et le stockage sur terre et en mer du GNL) ;
- ainsi que la contribution de la BU Hydrogène, les activités «Entreprises et Collectivités» d'ENGIE SA, les activités holding et Corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	8 565	7 565	+13,2
EBITDA	166	119	+39,7

1.3.6.1 Global Energy Management (GEM)

1.3.6.1.1 Missions & Stratégie

Présente sur les grands axes portés par le Groupe que sont la décarbonation des offres clients, la digitalisation et la décentralisation de la production d'énergie, la BU *Global Energy Management* (GEM) est au cœur de la chaîne de valeur énergétique et gère le portefeuille d'actifs du Groupe en électricité, technologies renouvelables, gaz naturel, produits environnementaux et autres matières premières telles que la biomasse. La BU développe également sa propre clientèle à l'échelle internationale et s'appuie sur ses quatre expertises clés pour offrir des solutions sur mesure innovantes et compétitives : approvisionnement en énergie, services liés à la transition énergétique, gestion des risques et accès aux marchés, gestion d'actifs. La BU GEM dispose de bureaux et de cinq plateformes de *trading* réparties dans 16 pays à travers l'Europe, les États-Unis et la région Asie-Pacifique, et développe ses activités commerciales dans plus de 50 pays.

Résolument engagée dans la transition énergétique, la BU GEM met en œuvre des solutions visant à réduire ses émissions de gaz à effet de serre afin d'accompagner les ambitions du Groupe dans la décarbonation. Dans ce contexte, la BU GEM a lancé en 2019 le développement d'un outil permettant de mesurer son empreinte carbone conformément à la politique RSE du Groupe ainsi qu'un plan d'actions permettant de réduire ses émissions «scope 1» (émissions directes) et «scope 3» (émissions indirectes).

Portée par les ambitions d'ENGIE en matière de production et de vente d'électricité verte, la BU GEM développe par ailleurs son expertise dans la gestion des contrats d'approvisionnement long terme (*green PPAs*). Plusieurs opérations d'achat (*upstream PPAs*) et de vente (*corporate PPAs*) ont ainsi récemment été contractées (1 GW sur 10 ans) et la contractualisation de 5 GW supplémentaires est envisagée à l'horizon des trois prochaines années, soit dans le cadre de partenariats internes avec les BU du Groupe, soit en lien avec des investisseurs et/ou fournisseurs externes.

Au-delà des contrats long terme en électricité, la BU GEM a également défini un plan de croissance ambitieux de son portefeuille de gestion en énergies vertes (électricité issue de l'hydraulique, garantie d'origine et

certificat vert, biogaz, biomasse responsable) ; la BU entend ainsi augmenter de +36% la part des énergies vertes dans sa marge brute d'ici 2021.

Enfin, convaincue que la transition énergétique passe également par l'accompagnement de ses collaborateurs, la BU GEM a mis en place un programme de formation innovant visant à permettre le développement des compétences essentielles à la transformation d'ENGIE.

1.3.6.1.2 Description des activités

Les activités de la BU GEM sont les suivantes :

- approvisionnement et gestion d'actifs gaziers : gestion et structuration des approvisionnements gaz et support logistiques connexes, optimisation et valorisation des flexibilités des actifs dans le marché, gestion des contrats de capacités (transport et stockage) et régulation gaz ;
- gestion et valorisation d'actifs électriques : optimisation et équilibrage des positions, valorisation des produits ancillaires, accès aux marchés et suivi proactif de la régulation, gestion des actifs électriques et développement des activités de gestion d'actifs pour compte de tiers ;
- fourniture d'énergie et gestion des risques : commercialisation de gaz, d'électricité et de services à l'énergie vers les Grands Comptes industriels paneuropéens ou nationaux, *sourcing* des commercialisateurs internes au Groupe sur la zone Nord-Ouest Europe ;
- services d'accès marchés : commercialisation de produits standards et structurés autour de la gestion de risque et d'accès aux marchés de l'énergie en Europe, Asie-Pacifique et Amérique ;
- services de gestion et de valorisation d'actifs renouvelables : développement de solutions de marché pour accélérer la transition énergétique, services d'agrégateurs de production décentralisée (vent/solaire) et de flexibilité (*Demand Side Management*).

Évolutions réglementaires : en juillet 2019, l'activité de la BU GEM a notamment été marquée par l'entrée en vigueur du paquet climat-énergie de l'Union européenne dont les actions impactent les

marchés d'électricité notamment dans le renforcement de la coordination régionale, la mise à disposition du marché des capacités de transport transfrontalier (imposition d'un seuil minimum de capacité à mettre à disposition du marché), et l'encouragement de la participation de la demande.

1.3.6.2 Tractebel

1.3.6.2.1 Missions & Stratégie

Tractebel est reconnu depuis plus de 150 ans comme une société d'ingénierie de premier plan dans les domaines de l'énergie, de l'eau et des infrastructures urbaines à travers le monde. Aujourd'hui, Tractebel se concentre sur la conception, l'ingénierie et la construction de solutions intégrées pour accompagner les clients dans le monde dans leur transition vers la neutralité carbone et ambitionne d'être le chef de file en matière d'ingénierie pour un avenir sans carbone. Tractebel dispose d'une gamme intégrée de services d'ingénierie, de gestion de projet et de conseil tout au long du cycle de vie des projets de nos clients.

1.3.6.2.2 Description des activités

Dans le secteur de l'énergie, Tractebel se concentre sur la fourniture de solutions pour la décarbonisation de l'énergie au moyen d'énergies renouvelables complexes telles que l'énergie éolienne en mer, l'énergie solaire photovoltaïque flottante, l'hydrogène, le biogaz et les systèmes hybrides. Outre son expertise dans les énergies renouvelables complexes, Tractebel garde une base solide dans ses activités historiques, à savoir l'énergie thermique, le transport et la distribution, ainsi que le gaz et le GNL. Tractebel fournit une assistance technique et générale au *due diligence* de WindFloat Atlantic, un parc éolien *offshore* flottant au Portugal, dirige un consortium dans le domaine des technologies solaires flottantes innovantes et participe à Dolphyn, un projet pilote britannique visant à produire de l'hydrogène vert en combinant l'énergie éolienne en mer et l'eau de mer. Tractebel se concentre sur la conception du flotteur, la génératrice à turbine et l'intégration des unités de dessalement et d'électrolyse sur le flotteur.

Avec 60 ans d'expérience, Tractebel a développé des connaissances de pointe dans le domaine de l'énergie nucléaire. Les opérateurs, les constructeurs et les investisseurs font confiance à ses services pour concevoir de nouvelles installations, soutenir des opérations sûres et rentables, préparer des plans de démantèlement et de déclassement et développer des réacteurs de recherche. Tractebel conçoit les bâtiments et les installations de MYRRHA, le premier prototype au monde de réacteur de recherche de grande puissance piloté par un accélérateur de particules, développe la conception de Cigéo, un dépôt géologique destiné à stocker en toute sécurité les déchets nucléaires en France, et réalise une étude sur les réacteurs modulaires qui aideront l'Estonie à optimiser son bouquet énergétique.

Dans l'eau, l'ambition de Tractebel est d'aider à préparer l'adaptation et la résilience du lien eau-aliment-énergie aux impacts du changement climatique. Tractebel est aujourd'hui reconnu comme un expert mondial de l'hydroélectricité. En outre, Tractebel est spécialisé dans tous les types d'infrastructures hydrauliques, des barrages, des ports et des voies navigables aux transferts d'eau, aux stations de pompage et aux travaux souterrains. Tractebel aide également les villes et les territoires dans leurs projets de protection du littoral, de gestion des inondations, de dessalement et d'irrigation. Tractebel fournit des services d'ingénierie au propriétaire du Grand Ethiopian Renaissance Dam, produit notamment des cartes des risques d'inondation pour informer le gouvernement népalais et participe à la construction de l'usine de traitement de Medellin pour le traitement des eaux usées d'environ 3 millions de Colombiens et l'utilisation du biogaz généré comme sous-produit en énergie électrique et thermique.

Enfin, Tractebel s'est engagé à rendre les environnements urbains plus vivables, plus écologiques et plus durables. Plus de 1 000 urbanistes, ingénieurs et spécialistes de l'environnement de Tractebel proposent des solutions pour concevoir de meilleures villes et territoires dans le monde entier, à l'aide du BIM, d'outils de simulation et de packages de modélisation complexes. Les activités de Tractebel englobent la conception et l'aménagement urbains, les transports et la mobilité verte, les bâtiments durables, les études sur l'environnement et les changements climatiques, ainsi que les solutions de chauffage et de refroidissement urbains. Tractebel participe à Greater Springfield, la ville australienne à zéro énergie, en apportant une assistance technique à la ligne ferroviaire rapide Delhi-Meerut et en assurant une gestion environnementale saine du barrage de Jequitai, dans le nord du Brésil.

1.3.6.3 Gaztransport & Technigaz (GTT)

1.3.6.3.1 Missions & Stratégie

La Société opère sur le marché des systèmes de confinement cryogénique ou à très basse température utilisés pour le transport par bateau et le stockage maritime et terrestre du GNL et d'autres gaz liquéfiés.

Les missions de GTT consistent à (i) proposer aux différents acteurs de la chaîne du GNL (chantiers navals, armateurs, sociétés gazières) des systèmes de confinement conçus par la société, qui permettent de transporter et de stocker le gaz liquéfié en vrac, de façon fiable et sûre ; (ii) offrir des services d'ingénierie, de conseil, de formation, d'assistance à la maintenance et de réalisation d'études techniques à tous les stades de la chaîne du gaz liquéfié et (iii) promouvoir les nouveaux débouchés du GNL, en contribuant notamment au développement du GNL comme carburant pour la propulsion des navires (LNG as fuel), et du transport de GNL par voie maritime ou fluviale dans des navires de petite ou moyenne taille.

1.3.6.3.2 Description des activités

GTT a développé, au cours des 50 dernières années, des technologies éprouvées pour le transport par bateau et le stockage maritime et terrestre du GNL et d'autres gaz liquéfiés.

Les systèmes de confinement conçus par GTT s'appuient sur ses technologies à membranes Mark et NO pour les méthaniers et autres unités flottantes, et GST pour les réservoirs terrestres. Ces systèmes permettent de transporter et de stocker le gaz liquéfié en vrac, de façon fiable et sûre.

GTT propose également des solutions destinées à l'utilisation du GNL comme carburant pour la propulsion des navires, ainsi qu'une large gamme de services d'ingénierie, d'assistance aux situations d'urgence, de conseil, de formation, d'assistance à la maintenance et de réalisation d'études techniques. L'année 2019 a été caractérisée par la poursuite de la dynamique des commandes de méthaniers, par des commandes d'éthaniers et de terminaux GBS (*Gravity Based Structures*) et par de nouveaux succès dans le domaine du GNL carburant.

Cotée sur le compartiment A du marché Euronext Paris, GTT est détenue à hauteur de 40,41% par ENGIE.

1.3.6.4 Activités «Entreprises & Collectivités» d'ENGIE SA (E&C)

1.3.6.4.1 Missions & Stratégie

Entreprises & Collectivités (E&C) a pour mission d'être le fournisseur d'énergies de référence des entreprises, des collectivités et des copropriétés (segment BtoB) en France – à l'exception des clients dits *Giants* intégrés à la BU GEM et du bas de portefeuille des clients professionnels intégrés à la BU France BtoC.

E&C et ses 700 collaborateurs accompagnent ainsi environ 45 000 clients et fournit du gaz et de l'électricité (environ 37 TWh de gaz naturel et 29 TWh d'électricité vendus en 2019) pour environ 400 000 points de livraison.

E&C accompagne ses clients dans leur transition vers la neutralité carbone, en répondant à leur exigence de compétitivité et en anticipant l'évolution de leurs attentes.

1.3.6.4.2 Description des activités

E&C a mené un plan de transformation entre 2016 et 2018 autour de trois chantiers principaux : un plan de performance ambitieux, un recentrage fort sur le cœur de métier qui est la fourniture d'énergie, et un rapprochement avec les équipes de la BU GEM en charge de l'approvisionnement de gros sur les marchés. En 2019, E&C a poursuivi son redressement en mettant l'accent sur la conquête de nouveaux clients, l'expérience client et l'excellence opérationnelle.

Après le redressement des activités de fourniture et une conquête clients sur les deux dernières années, E&C a récemment développé des activités nouvelles pour mieux répondre aux besoins de ses clients, en particulier en matière d'efficacité énergétique et de production de CEE, via l'acquisition de Certinergy et CN Solutions en janvier 2019, qui produisent environ 12 TWhc/an de CEE (cette acquisition a également été motivée par le besoin de répondre aux obligations de CEE d'environ 15 TWhc/an de l'activité de fourniture) et en matière de production solaire sur site (toitures, ombrières, etc.), pour autoconsommation par ses clients, via la *joint-venture* Reservoir Sun créée avec Green Yellow (groupe Casino) en octobre 2018.

Elle a également accéléré la décarbonation de ses activités de fourniture d'électricité et de gaz (premier acheteur-vendeur de biométhane avec 50% de parts de marché, représentant environ 650 GWh/an).

Structuré en deux grands segments commerciaux (Grands Comptes couvrant le haut des portefeuilles public et privé, et Entreprises couvrant les clients diffus et mono-sites comme les copropriétés et les Petites et Moyennes Industries), E&C s'appuie sur trois axes majeurs de différenciation : l'expertise (afin d'éclairer ses clients dans un monde de l'énergie complexe), les énergies vertes (afin d'accompagner ses clients vers un monde décarboné) et la satisfaction clientèle (afin de faciliter la gestion des énergies de ses clients au quotidien).

1.3.6.5 BU Hydrogène

1.3.6.5.1 Missions & Stratégie

La BU Hydrogène a été créée en 2018 en vue de concevoir des solutions énergétiques neutre carbone à base d'hydrogène renouvelable, issu de l'électrolyse d'électricité renouvelable, pour faire d'un monde 100% renouvelable une réalité pour les territoires.

L'hydrogène renouvelable est le chaînon manquant de la transition énergétique. Il permet de libérer le potentiel de développement des énergies renouvelables en stockant l'énergie produite par intermittence,

mais aussi d'accompagner les clients du Groupe dans leur transition zéro carbone sur des processus industriels difficiles à décarboner (engrais, mines, raffineries, etc.). Enfin, le développement de technologies comme les piles à combustibles permet d'envisager le développement de nouveaux usages et marchés où l'hydrogène renouvelable serait le «carburant vert» de demain (mobilité lourde : camions, trains, bateaux, etc.), générateur d'électricité, de chaleur ou de froid à partir d'hydrogène.

La BU adopte une approche globale et progressive en développant avec des clients industriels des projets d'envergure dans les zones géographiques les plus favorables, concevant des modèles d'offres répliquables pour des segments ciblés tels que la production d'engrais, les raffineries ou le développement d'écosystèmes comme les mines et en activant de nouveaux marchés tels que la mobilité lourde (maritime, trains, camions miniers) et la production d'électricité via des piles à combustible.

1.3.6.5.2 Description des activités

La BU développe par étapes des *hubs* de production d'hydrogène, en commençant par le développement local d'applications industrielles.

Deux projets sont actuellement en cours de construction : le projet *Zero Emission Valley* en France autour de Lyon : construction de 20 stations d'avitaillement hydrogène, en partenariat avec la région Auvergne-Rhône-Alpes et la Société Michelin et un projet en Afrique du Sud dans la mine Mogalakwena en partenariat avec Anglo American. Ce projet vise à codévelopper le premier camion de transport minier fonctionnant à l'hydrogène.

Un certain nombre de projets à grande échelle sont en cours de développement avec des acteurs clés, tels que Yara en Australie ou Enaex au Chili, ou encore Gasunie aux Pays Bas, chacun de ces projets pouvant, à terme, conduire à l'implémentation de projets de grande envergure (à l'échelle du GW).

Parallèlement, la prospection progresse dans les zones les plus favorables au développement de projets comme l'Australie, le Chili, les Pays-Bas, le sud de la France et la zone MESCAT.

Évolutions réglementaires : les actions conjuguées des industriels, dont ENGIE, auprès des acteurs publics ont permis l'adoption, par un nombre très important de pays, de plans nationaux de déploiement de l'hydrogène prévoyant des supports financiers et réglementaires pour soutenir le développement d'une filière industrielle (Corée, Allemagne, France, Chili, Australie, Japon). Des financements publics ont déjà été obtenus pour certains projets de la BU alors que des mécanismes régionaux ambitieux de financement tels l'innovation *fund* européen, doté de 10 milliards d'euros, sont actuellement en construction pour soutenir des grands projets de décarbonation incluant l'hydrogène, reconnu comme chaîne de valeur stratégique par la Commission Européenne. Des avancées dans le domaine de la traçabilité et des garanties d'origine permettent également une valorisation de l'hydrogène d'origine renouvelable.

1.3.7 Présentation des *Global Business Lines*

En avril 2019, le Groupe a renforcé son organisation par la mise en place de 4 *Global Business Lines* (GBL) pour soutenir les équipes locales au niveau des BU et la performance transverse. Chaque GBL est dirigée par un Directeur Général Adjoint, membre du Comex, assisté d'un directeur. Ces GBL ont pour mission de :

- proposer une stratégie inter-BU pour leurs activités ;
- hiérarchiser l'allocation des ressources entre les différentes BU ;

- identifier et piloter les principaux programmes transversaux numériques et d'excellence ;
- identifier et mettre en place des partenariats mondiaux ;
- soutenir, mesurer et présenter la performance globale des activités.

Les quatre *Global Business Lines* sont les suivantes : Solutions clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique.

1.4 Propriétés immobilières, usines et équipements

1

Le Groupe détient en propriété ou en location un nombre important d'immobilisations industrielles à travers le monde. De nombreuses activités du Groupe impliquent l'exploitation de très grandes usines dont le Groupe ne détient toutefois pas toujours l'entière propriété.

Les tableaux suivants présentent les principales installations en service dont le Groupe est, en tout ou partie, propriétaire. Les propriétés en location sont traitées dans la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés».

Au 31 décembre 2019, le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages dans plus de 40 pays.

CENTRALES ÉLECTRIQUES (CAPACITÉS > 400 MW HORS UNITÉS EN CONSTRUCTION)

Pays	Site/centrale	Capacité totale ⁽¹⁾ (MW)	Type de centrale
Afrique du Sud	Avon	669	Fioul
Arabie saoudite	Marafiq	2 744	Gaz naturel
	Ju'aymah	484	Gaz naturel
	Shedgum	484	Gaz naturel
	Uthmaniyah	484	Gaz naturel
	Riyadh PP11	1 729	Gaz naturel
Australie	Pelican point	500	Gaz naturel
Bahreïn	Al Dur	1 234	Gaz naturel
	Al Ezzel	954	Gaz naturel
	Al Hidd	929	Gaz naturel
Belgique	Amercœur	451	Gaz naturel
	Coo	1 164	Pompage hydraulique
	Doel	2 922	Nucléaire
	Drogenbos	460	Gaz naturel
	Herdersbrug	480	Gaz naturel
Brésil	Tihange	3 008	Nucléaire
	Cana Brava	450	Hydroélectrique
	Estreito	1 087	Hydroélectrique
	Jaguara	424	Hydroélectrique
	Jirau	3 750	Hydroélectrique
	Miranda	408	Hydroélectrique
	Ita	1 450	Hydroélectrique
	Jorge Lacerda	773	Charbon
	Machadinho	1 140	Hydroélectrique
	Salto Osório	1 078	Hydroélectrique
Salto Santiago	1 420	Hydroélectrique	
Chili	Mejillones	1 222	Charbon et gaz naturel
	Tocopilla	731	Gaz naturel, charbon, fioul
Émirats arabes unis	Fujairah F2	2 000	Gaz naturel
	Mirfa	1 599	Gaz naturel
	Shuweihat 1	1 500	Gaz naturel
	Shuweihat 2	1 510	Gaz naturel
	Taweelah	1 592	Gaz naturel
	Umm Al Nar	1 532	Gaz naturel
Espagne	Cartagena	1 199	Gaz naturel
	Castelnou	791	Gaz naturel
États-Unis	Astoria 1	575	Gaz naturel
	Astoria 2	575	Gaz naturel

Pays	Site/centrale	Capacité totale ⁽¹⁾ (MW)	Type de centrale
France	CombiGolfe	435	Gaz naturel
	CyCoFos	490	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	DK6 (Dunkerque)	788	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	Génissiat	423	Hydroélectrique
	Montoir-de-Bretagne	435	Gaz naturel
Grèce	Viotia	570	Gaz naturel
Italie	Torre Valdaliga	1 134	Gaz naturel
	Vado Ligure	782	Gaz naturel
Koweït	Az Zour North	1 539	Gaz naturel
Maroc	Safi	1 250	Charbon
Oman	Al-Rusail	665	Gaz naturel
	Barka 2	678	Gaz naturel
	Barka 3	744	Gaz naturel
	Sohar	585	Gaz naturel
	Sohar 2	744	Gaz naturel
Pakistan	Uch 1	551	Gaz naturel
Pays-Bas	Eems	1 919	Gaz naturel
	Flevo	841	Gaz naturel
Pérou	Chilca	917	Gaz naturel
	ILO Nodo	600	Fioul
	ILO 31	564	Fioul
Porto Rico	Ecoelectrica	507	Gaz naturel
Portugal	Elecgas	830	Gaz naturel
	Pego	576	Charbon
	Turbogas	990	Gaz naturel
Qatar	Ras Laffan B	1 025	Gaz naturel
	Ras Laffan C	2 730	Gaz naturel
Royaume-Uni	First hydro	2 088	Pompage hydraulique
Singapour	Senoko	2 311	Gaz naturel
Turquie	Ankara Boo	763	Gaz naturel

(1) Capacités des actifs dans lesquels ENGIE détient une participation, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

STOCKAGES SOUTERRAINS DE GAZ NATUREL (> 550 MM³ DE VOLUME UTILE TOTAL ⁽¹⁾)

Pays	Localisation	Volume utile (Mm ³) brut ⁽¹⁾
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 310
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	820
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	680
France	Chémery (Loir-et-Cher)	3 600
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)	570
France	Étrez (Ain)	690
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)	650
Allemagne	Uelsen	840

(1) Volume utile des stockages détenus par ENGIE, pris en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

TERMINAUX MÉTHANIERES

Pays	Localisation	Capacité totale de regazéification (Gm ³ (n)/an) ⁽¹⁾
France	Montoir-de-Bretagne	10
France	Tonkin (Fos-sur-Mer)	3
France	Cavaou (Fos-sur-Mer)	8,25
Chili	Mejillones	2,0
Porto Rico	Penuelas	0,8

(1) Capacités des actifs détenus par ENGIE, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.



Présentation du Groupe

2

Facteurs de risque et contrôle

2.1	Processus de gestion des risques	44	2.3	Procédures de contrôle interne	59
2.1.1	Politique de gestion globale des risques	44	2.3.1	Définitions et objectifs du contrôle interne	59
2.1.2	Gestion de crise	44	2.3.2	L'organisation et les acteurs du contrôle interne	59
2.1.3	Couverture des risques et assurances	44	2.3.3	Le contrôle interne propre à l'information financière	61
2.2	Facteurs de risque	45	2.3.4	Formalisation et pilotage du contrôle interne	62
2.2.1	Risques politiques et réglementaires	45	2.3.5	Actions récentes visant à renforcer le dispositif	62
2.2.2	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux	49			
2.2.3	Risques économiques et concurrentiels	50			
2.2.4	Risques financiers	51			
2.2.5	Risques industriels	53			
2.2.6	Autres risques opérationnels	55			
2.2.7	Risques sociaux et sociétaux	57			

2 Facteurs de risque et contrôle

Les risques significatifs et spécifiques auxquels le Groupe estime être exposé sont présentés ci-après. Ils sont répartis en sept catégories de risques :

- risques politiques et réglementaires ;
- risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux ;
- risques économiques et concurrentiels ;
- risques financiers ;
- risques industriels ;
- autres risques opérationnels ;
- risques sociaux et sociétaux.

Les risques présentés ont été appréciés et hiérarchisés sur la base du «risque net», après prise en compte des moyens de maîtrise mis en place. Le tableau de synthèse ci-dessous reprend dans chaque catégorie les risques les plus importants, classés par criticité (impact potentiel à moyen terme (6 ans) × probabilité d'occurrence) décroissante.

D'autres risques de moindre ampleur ou non connus à ce jour pourraient également affecter le Groupe. La survenance de tels risques pourrait avoir une incidence négative significative sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe, sur son image, ses perspectives et/ou sur le cours de l'action ENGIE.

Catégorie	Risque	Niveau de criticité
Risques politiques et réglementaires	1 Risque de non-prolongation des centrales nucléaires belges de deuxième génération Doel 4 et Tihange 3 au-delà de 2025, la date définie dans la loi du 18 juin 2015	Moyen (**)
	2 Risque d'évolution des exigences réglementaires en Belgique en matière de gestion des déchets nucléaires et de démantèlement et/ou d'évolution du taux d'actualisation conduisant à une augmentation des provisions nucléaires	Moyen (**)
	3 Risque d'invalidation a posteriori de la décision déjà octroyée de prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1 et 2 et Tihange 1 en Belgique	Moyen (**)
	4 Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France	Moyen (**)
	5 Risque sur le renouvellement des concessions hydrauliques en France	Moyen (**)
	6 Risque de désaccord avec le régulateur australien sur les conditions de réhabilitation de la mine de charbon d'Hazelwood	Moyen (**)
	7 Risque sur les ventes d'électricité aux particuliers en France en raison d'une structure de marché défavorable	Faible (*)
	8 Risque d'évolution défavorable de la réglementation au Brésil dans les secteurs d'activité régulés (transport de gaz et électricité, production d'électricité)	Faible (*)
	9 Risque pays (changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, faits de guerre ou de terrorisme...)	Faible (*)
Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux	1 Place du gaz dans le mix énergétique en France	Moyen (**)
	2 Risque de variations climatiques ayant un impact sur la demande et la production d'énergie	Moyen (**)
Risques économiques et concurrentiels	1 Risque de concurrence accrue sur les métiers de vente d'énergie et de services avec un impact sur les marges	Moyen (**)
	2 Risque de baisse des revenus issus des centrales de production d'électricité dans la région du Golfe à l'arrivée à échéance des contrats long terme	Moyen (**)
Risques financiers	1 Risque de marché sur matières premières	Élevé (***)
	2 Risque de change (translationnel, transactionnel, de conversion)	Moyen (**)
	3 Risque fiscal (instabilité de la norme (par ex. projets de réforme initiée par OCDE/UE), insécurité fiscale (par ex. prix de transfert)...)	Moyen (**)
	4 Risque sur le financement des pensions de retraite	Moyen (**)
	5 Risque de contrepartie	Moyen (**)
	6 Risque d'augmentation des coûts d'acquisition des certificats d'économie d'énergie en France	Faible (*)

Catégorie	Risque	Niveau de criticité
Risques industriels	1 Traitement et stockage des déchets nucléaires et des assemblages usés	Moyen (**)
	2 Risque d'accident industriel	Moyen (**)
	3 Indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques ou de sécurité	Moyen (**)
	4 Sûreté et sécurité nucléaire	Faible (*)
Autres risques opérationnels	1 Risque portant sur la réalisation de grands projets	Moyen (**)
	2 Acquisition et intégration	Moyen (**)
	3 Cybersécurité	Moyen (**)
	4 Décorrélacion des contrats d'approvisionnement de gaz à long terme et des prix de vente	Faible (*)
	5 Risque d'acte de malveillance sur les patrimoines matériels et immatériels	Faible (*)
Risques sociaux et sociétaux	1 Risques liés aux ressources humaines : - compétences, - adhésion des collaborateurs, - risques de mouvements sociaux	Moyen (**)
	2 Risques éthiques	Moyen (**)
	3 Risques de réputation	Moyen (**)
	4 Risques santé-sécurité au travail (dont risques psycho-sociaux/bien-être au travail)	Faible (*)
	5 Sûreté des personnes	Faible (*)

2.1 Processus de gestion des risques

2.1.1 Politique de gestion globale des risques

Le Groupe a défini une politique de *management* global des risques (*Enterprise Risk Management* – «ERM»), dont les principes sont cohérents avec les standards professionnels (ISO 31000, *Federation of European Risk Management Associations* notamment) ; celle-ci explicite l'ambition d'ENGIE de «maîtriser ses risques pour assurer sa performance».

Le système de *management* global des risques du Groupe est d'application dans les activités et entités contrôlées du Groupe, dans le respect des règles de gouvernance qui s'imposent à chaque entité.

Cette politique préconise une prise de risques à un niveau raisonnable au plan juridique, acceptable par l'opinion et supportable économiquement. Elle précise que tout *manager* est un *risk manager*. Les Comités de Direction des entités du Groupe sont, en principe, les instances où sont décidées les actions à entreprendre pour gérer les risques, sauf lorsqu'un Comité des Risques est créé spécifiquement comme pour le risque de marché.

Pour mettre en œuvre cette ambition, le Groupe a désigné comme *Chief Risk Officer* le Directeur du *Management* des Risques. Ce dernier a pour objectif de s'assurer de l'efficacité du dispositif de gestion des risques. Il anime les *Chief Risk Officers* désignés dans chacune des BU et

Fonctions Corporate. Ces derniers évaluent l'exposition globale aux risques de la BU ou de la Fonction et s'assurent de la mise en œuvre des plans de traitement.

L'analyse des risques et le pilotage des plans d'actions sont réalisés en collaboration avec toutes les filières du Groupe.

Chaque année, le processus ERM du Groupe débute par la revue des risques en Comité Exécutif (Comex). Une campagne ERM est ensuite lancée dans tout le Groupe, en indiquant les orientations à prendre en compte pour la gestion des risques durant l'année. Elle met notamment l'accent sur des risques prioritaires coordonnés chacun par un membre du Comex et qui feront l'objet d'un suivi particulier par l'un des Comités permanents du Conseil (voir Section 4.1.2.4 «Les Comités permanents»). Elle débouche sur une nouvelle revue des risques du Groupe présentée en Comex puis en Comité d'Audit, qui après examen porte un avis sur l'efficacité du système de *management* des risques, dont il fait rapport au Conseil d'Administration.

La connaissance des risques provenant de la remontée d'informations des entités opérationnelles et des directions fonctionnelles est complétée par des entretiens avec les dirigeants et par une analyse des publications des analystes externes et des événements majeurs.

2.1.2 Gestion de crise

Afin de faire face efficacement à la survenance de tous types de crise et minimiser leurs impacts, le Groupe a mis en place un dispositif global de gestion de crise qui repose sur une organisation spécifique. Le Groupe s'est ainsi doté d'un dispositif d'alerte et de remontée des incidents majeurs (CrisisApp), d'analyse (par la formalisation au niveau local d'une cellule de crise et la nomination de ses membres) et de décision pour gérer la crise au niveau approprié de l'organisation selon le principe de subsidiarité.

Pour tester la robustesse de l'organisation et s'ancrer dans une boucle d'amélioration continue, chaque BU doit réaliser un exercice par an. Au

même titre, tous les cadres de permanence de la gestion de crise du Groupe sont formés et participent à des exercices réguliers.

Afin d'assurer une transmission rapide, efficace et harmonisée des alertes entre les BU et le Groupe, un nouvel outil digital de gestion de crise a été développé et mis à disposition des BU. Il assure la gestion du *planning* et des contacts d'astreinte, et la formalisation des alertes.

Ce dispositif ne peut toutefois permettre d'exclure le risque que les activités et les opérations du Groupe puissent être perturbées en situation de crise, ni d'assurer l'absence d'impacts sur les tiers ou sur l'environnement.

2.1.3 Couverture des risques et assurances

Le Département Assurances d'ENGIE est chargé de l'élaboration, de la mise en place et de la gestion des programmes d'assurances dans les domaines de la protection du patrimoine (dommages matériels et pertes de bénéfices) et des personnes, des recours de tiers (responsabilité civile), des assurances automobiles et de la prévention.

Pour chacun de ces domaines :

- les montants assurés dépendent des risques financiers découlant des scénarios de sinistres et des conditions de couverture offertes par le marché (capacités disponibles et conditions tarifaires) ;
- le financement est optimisé : les risques de faible ou de moyenne amplitude sont couverts par l'autofinancement, par des franchises et des rétentions ou au travers de la société de réassurance du Groupe

dont les engagements représentent en base cumulée un sinistre maximum estimé d'environ 0,17% du chiffre d'affaires 2019 du Groupe.

Il ne peut être exclu que, dans certains cas, le Groupe soit obligé de verser des indemnités importantes non couvertes par le programme d'assurances en place ou d'engager des dépenses très significatives non remboursées ou insuffisamment remboursées par ses assureurs. En matière de responsabilité civile et de risques environnementaux, bien que le Groupe ait souscrit des assurances de premier plan, il ne peut être exclu que la responsabilité du Groupe soit recherchée au-delà des plafonds garantis ou pour des faits non couverts (notamment du fait des exclusions communément pratiquées par le marché de l'assurance).

2.1.3.1 Responsabilité civile

Un programme couvre la responsabilité civile des mandataires sociaux et dirigeants d'ENGIE, de ses filiales et des représentants du Groupe au sein de ses participations.

Un programme responsabilité civile générale (y compris atteinte à l'environnement) est souscrit au bénéfice de l'ensemble des entités pour un montant total de 800 millions d'euros. Ce programme intervient en majorité au premier euro, ou en excédent des couvertures sous-jacentes souscrites par certaines entités (en général d'une capacité de 50 millions de dollars US).

2.1.3.2 Responsabilité civile nucléaire

Electrabel, en sa qualité d'exploitant de centrales nucléaires sur les sites de Doel et Tihange, voit sa responsabilité civile régie par les conventions de Paris et Bruxelles, visant l'indemnisation des victimes et la création d'une solidarité entre pays signataires, ainsi que par la loi belge du 22 juillet 1985 (modifiée par les lois du 29 juin 2014 et du 7 décembre 2016) et par l'arrêté royal du 29 novembre 2019.

Cette responsabilité incombe exclusivement à l'exploitant dont l'installation serait à l'origine de l'accident nucléaire. En contrepartie de cette responsabilité strictement objective, le montant de l'indemnisation est plafonné par accident et limité dans le temps par un délai de prescription de 10 ans, ce délai ayant été porté à 30 ans par la loi modifiée du 29 juin 2014 et ramené à 10 ans par la loi du 7 décembre 2016. Au-delà de ce plafond, un mécanisme d'indemnisation complémentaire a été mis en place par les États signataires des conventions.

Le programme d'assurance responsabilité civile nucléaire souscrit par Electrabel est conforme à la loi nationale belge de ratification qui fait obligation à l'exploitant de fournir une garantie financière ou de souscrire

une assurance de responsabilité civile à hauteur de 1,2 milliard d'euros. L'insuffisance de capacités sur les marchés d'assurances a cependant engendré un découvert d'un montant maximum de 891 millions d'euros pour les seules responsabilités étendues par la loi du 29 juin 2014 pour un accident nucléaire qui serait survenu entre le 1^{er} janvier 2016 et l'entrée en vigueur le 24 décembre 2016 de la loi du 7 décembre 2016.

2.1.3.3 Dommages matériels

Les entités du Groupe bénéficient d'assurances de dommages couvrant les installations en propre, louées ou confiées, à l'exception des canalisations de réseaux de transport et distribution de gaz et des réseaux de chaleur en France. Les principaux programmes prévoient des garanties formulées soit en valeur de remplacement à neuf, soit sur base de limites contractuelles d'intervention par sinistre, fixées en fonction de scénarios majeurs estimés selon les règles du marché des assurances et des offres disponibles (coût et capacité).

L'assurance des pertes d'exploitation et frais supplémentaires d'exploitation est souscrite en fonction de chaque analyse des risques en tenant compte notamment des plans de secours existants.

Les projets de construction font l'objet d'une garantie «tous risques chantier» souscrite par le maître d'ouvrage, le maître d'œuvre ou l'entreprise principale.

2.1.3.4 Programmes de protection du personnel

Conformément à la législation en vigueur et aux accords d'entreprise, des programmes de protection du personnel contre les risques d'accidents et frais médicaux sont élaborés au niveau des entités opérationnelles.

2.2 Facteurs de risque

2.2.1 Risques politiques et réglementaires

Le Groupe est sensible à des facteurs de risques conjoncturels et structurels qui impactent le secteur de l'énergie. L'ensemble de ces risques est analysé et mesuré dans le cadre des processus stratégiques et de planification qui permettent au Groupe d'anticiper certaines évolutions de l'environnement externe et de s'y préparer. La politique de recherche et d'innovation du Groupe contribue également à répondre aux évolutions stratégiques (voir Section 1.1.5 «Innovation et Recherche & Technologies»).

En Europe ou dans certaines autres régions incluant les États-Unis, l'Asie-Pacifique, et le Brésil, des interventions des autorités publiques sont effectuées dans le domaine énergétique via la réglementation et l'extension des prérogatives des régulateurs au domaine concurrentiel. Elles peuvent se manifester par une hausse de la taxation des profits des énergéticiens, par des évolutions des règles en matière de fonctionnement des marchés et de sécurité d'approvisionnement, par l'intervention du régulateur dans le domaine dérégulé pour favoriser le développement de la concurrence, ou encore par la volonté de remunicipalisation de certains services à la collectivité.

Par sa présence auprès des institutions communautaires et des États, le Groupe s'efforce d'anticiper toute initiative législative susceptible d'avoir un impact sur ses activités et les revenus associés et formule des

propositions auprès des décideurs. De plus, en exerçant ses métiers dans différents pays, le Groupe diversifie partiellement les risques réglementaires et législatifs. Certaines évolutions de la réglementation sont d'ailleurs porteuses de nouvelles opportunités pour les activités du Groupe.

Certaines évolutions réglementaires pourraient modifier le profil de risques du Groupe et impacter ses résultats ainsi que son *business model*. Les plus significatives pour le Groupe sont mentionnées ci-après.

1 Risque de non-prolongation des centrales nucléaires belges de deuxième génération Doel 4 et Tihange 3 au-delà de 2025, la date définie dans la loi du 18 juin 2015 (**)

Le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de deuxième génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40^e année d'exploitation ont été réaffirmés par la loi du 18 juin 2015, et par le pacte énergétique approuvé par le gouvernement belge le 30 mars 2018.

Cependant, compte tenu (i) de la prolongation des unités de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 au-delà de 40 ans, (ii) de la part importante de la production nucléaire dans le mix énergétique belge, (iii) de l'absence de plan industriel suffisamment détaillé et attractif pour inciter les acteurs de l'énergie à investir dans des capacités thermiques de substitution et (iv) des objectifs de réduction des émissions de CO₂, le Groupe considère qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025. En conséquence, le Groupe fait l'hypothèse, dans son calcul de la valeur d'utilité, d'une prolongation de 20 ans de deux unités de seconde génération.

Si les circonstances décrites ci-dessus devaient évoluer dans le futur, le Groupe pourrait être amené à adapter ses scénarios industriels en conséquence et renoncer à prolonger la vie utile des réacteurs de seconde génération Tihange 3 et Doel 4 qui termineraient leur activité en 2025. L'arrêt définitif en 2025 de toute production d'électricité d'origine nucléaire dans le portefeuille d'Electrabel en Belgique aurait pour conséquence un risque de dépréciation (de l'ordre de 1,5 milliard d'euros) de la valeur comptable actuelle (voir Note 13.3.1.1 de la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»).

Mesures de gestion des risques

Le Groupe fournit au gouvernement belge tous les éléments en sa possession pour l'éclairer dans sa prise de décision (émissions de CO₂ en cas de remplacement des tranches nucléaires par des centrales thermiques et niveau d'indépendance énergétique du pays notamment).

2 Risque d'évolution des exigences réglementaires en Belgique en matière de gestion des déchets nucléaires et de démantèlement et/ou d'évolution du taux d'actualisation conduisant à une augmentation des provisions nucléaires (**)

L'exploitation des centrales nucléaires est encadrée notamment par des autorisations de rejets radioactifs. Dans ce cadre, le Groupe réduit autant que possible ses rejets d'effluents liquides et gazeux radioactifs, tout en maîtrisant le volume des déchets de faible et moyenne activités. En Belgique, l'ensemble de la gestion des déchets nucléaires est placé sous la responsabilité de l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF). L'ONDRAF propose comme politique nationale, un stockage en couches géologiques profondes et non un entreposage de longue durée pour les déchets de haute activité et/ou de longue durée.

Les assemblages de combustibles usés sont actuellement entreposés sur les sites de production. Deux scénarios sont aujourd'hui envisagés pour leur gestion, soit le retraitement d'une partie du combustible usé et son évacuation directe en couches géologiques profondes pour le solde, soit l'évacuation en couches géologiques profondes pour l'ensemble du combustible. Il appartient à Synatom de proposer une solution susceptible d'être approuvée par le gouvernement belge.

Les coûts relatifs à la gestion des combustibles usés et au démantèlement des installations font partie intégrante des coûts de production d'électricité d'origine nucléaire et sont provisionnés. Les hypothèses et sensibilités concernant l'évaluation de ces montants sont détaillées en Note 19.2 de la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés».

Conformément à la loi, un processus de révision des provisions nucléaires est engagé tous les trois ans. La Commission des provisions nucléaires (CPN) a remis en décembre 2019 à Synatom sa décision sur

la réévaluation des provisions des centrales nucléaires belges pour le démantèlement et la gestion du combustible usé (sur la base d'un scénario mixant retraitement d'une partie du combustible usé et évacuation directe du solde de déchets – plus coûteux qu'un scénario sans retraitement), conduisant à une augmentation des provisions de 2,1 milliards d'euros.

La CPN a, par ailleurs, appelé à une révision de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales.

Dans les années à venir, les provisions pourraient augmenter à nouveau dans le cadre de la prochaine révision triennale prévue en 2022 sauf éléments nouveaux d'ici là (par ex. une modification de la loi de 2003). Une augmentation des provisions pourrait résulter d'une nouvelle baisse des taux d'actualisation ou d'une estimation plus élevée des coûts de démantèlement et de gestion du combustible usé (par exemple, en conséquence de nouveaux choix technologiques pour la gestion à long terme des déchets de catégorie B et C (déchets à durée de vie longue)).

L'élimination des déchets de catégorie A (déchets de faible ou moyenne activité, à durée de vie courte) pourrait également entraîner des coûts plus élevés. Le risque est que l'ONDRAF demande que des critères d'acceptation plus stricts soient appliqués aux déchets de catégorie A historiques et futurs.

Mesures de gestion des risques

Échanges réguliers avec la CPN et l'ONDRAF sur les meilleures technologies de traitement et d'enfouissement des déchets.

3 Risque d'invalidation a posteriori de la décision déjà octroyée de prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1 et 2 et Tihange 1 en Belgique (**)

La prolongation jusqu'à 50 ans de l'exploitation de l'unité nucléaire Tihange 1 est effective depuis le 1^{er} octobre 2015 avec un programme de travaux associés qui s'étendra jusqu'à mi-2020. La décision de prorogation de la date de désactivation des unités nucléaires Doel 1 et 2 après 50 ans, prise par le gouvernement belge et confirmée par le vote du Parlement fin juin 2015, a été approuvée par l'AFCN (Agence fédérale de contrôle nucléaire) dans le cadre de la 4^e révision décennale, sur la base d'un programme engageant de modernisation qui s'étendra jusqu'à mi-2020. Des recours en justice ont été introduits par des organisations environnementales contre l'État belge auprès de la Cour constitutionnelle quant à l'absence d'analyse d'impact environnemental et de consultation du public dans le cadre de l'adoption de la loi votée en juin 2015 (Voir Note 25.3.1 de la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»). La Cour constitutionnelle a rendu son arrêt le 5 mars 2020, par lequel elle annule la loi belge prolongeant la durée de vie des centrales nucléaires de Doel 1 et de Doel 2 en ce qu'elle a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises. La Cour accepte cependant que les effets de la loi soient maintenus jusqu'à fin 2022 afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. Les centrales de Doel 1 et Doel 2 peuvent donc continuer à être exploitées le temps de la régularisation. Il appartient maintenant à l'État belge de procéder à la régularisation de la situation dans ce délai.

L'invalidation de la décision de prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1 et 2 et Tihange 1 pourrait avoir un effet significatif défavorable sur les revenus du Groupe et sur la valeur des actifs nucléaires concernés.

Mesures de gestion des risques

L'État belge confirme avoir déjà entamé les travaux préparatoires aux études d'incidence.

4 Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France (**)

Les tarifs d'accès aux infrastructures gazières (distribution, transport, stockage, terminaux de regazéification) en France sont régulés. Les tarifs sont fixés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) qui peut procéder aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Ces tarifs comprennent également des mesures d'incitation à la performance. Sauf exception, ils sont révisés tous les 4 ans à l'issue d'un processus de consultation publique.

La CRE a publié le 24 janvier 2020 les délibérations fixant les tarifs des infrastructures gazières s'appliquant pour une période de 4 ans environ :

- des réseaux de distribution de gaz de GRDF, tarif ATRD6, qui entrera en vigueur au 1^{er} juillet 2020,
- des réseaux de transport de gaz de GRTgaz, tarif ATRT7, qui entrera en vigueur le 1^{er} avril 2020,
- des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel, tarif ATS2, pour une mise en œuvre en 2020.

Ces nouveaux tarifs comprennent un taux de rémunération des actifs inférieur à celui s'appliquant lors de la période précédente, pour intégrer notamment la baisse des taux d'intérêt à long terme ainsi que la baisse anticipée du taux d'impôt sur les sociétés. La rémunération des actifs de transport et de stockage s'inscrit en baisse de 100 bps, et celle des actifs de distribution de 90 bps.

En ce qui concerne les tarifs de regazéification, les discussions entre les opérateurs de terminaux et la CRE ainsi que les consultations publiques pour les nouveaux tarifs ATTM 6 se tiendront en 2020, pour application à partir du 1^{er} avril 2021 pour une durée de principe de quatre années.

La révision suivante des tarifs de Transport, Distribution et Stockage devrait être lancée en 2023 pour une mise en œuvre en 2024 (nouvelle révision également à intégrer en 2024 ou 2025 pour les tarifs ATTM 7). En cas de baisse ultérieure des taux d'intérêt, de prise en compte inadéquate dans la rémunération des actifs des risques opérationnels et stratégiques liés à l'activité, de non-couverture de certaines charges ou d'une régulation incitative particulièrement sévère, la contribution des actifs d'infrastructures gazières aux résultats du Groupe pourrait diminuer de nouveau.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe dialogue avec la CRE dans le cadre du dispositif de révision tarifaire qui fait une large place à la concertation de l'ensemble des acteurs. Il défend des positions visant à assurer une juste rémunération des actifs, une couverture adéquate de ses coûts en vue de préserver une bonne qualité de service et de permettre les investissements nécessaires à la transition énergétique tout en veillant à accroître sa performance pour asseoir une trajectoire tarifaire compétitive.

5 Risque sur le renouvellement des concessions hydrauliques en France (**)

L'hydroélectricité représente une part importante de la production d'électricité française. L'État a accordé des concessions qui viennent progressivement à échéance et doivent être remises en concurrence à leur échéance sur la base de la Directive européenne relative à l'attribution des contrats de concession (Directive du 11 février 2014). Aucune procédure de mise en concurrence n'a toutefois encore été lancée en France. Les concessions arrivées à échéance sont mises en «délais glissants» comme le permet le Code de l'énergie. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte a également introduit la notion de chaînes d'aménagements hydrauliquement liés (ou barycentres), qui permet de regrouper plusieurs concessions attribuées à un même opérateur sur un même cours d'eau mais ayant des échéances différentes, pour précisément fixer une date d'échéance commune. La mise en œuvre de la Directive concessions en France et les incertitudes qui l'accompagnent, notamment sur le calendrier de lancement des appels d'offres ou la perspective éventuelle de création d'un pôle public de l'hydraulique, génèrent des incertitudes sur l'avenir des concessions de la SHEM.

Des incertitudes concernent également la prolongation de la concession de la CNR qui doit être conforme avec le régime des aides de l'État. Les textes modifiés de la concession devront également être approuvés par un décret en Conseil d'État, après une procédure d'évaluation environnementale.

Ces incertitudes pourraient impacter et les revenus et la valeur des concessions (voir Note 13.3.1.3 de la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»).

Mesures de gestion des risques

Un dossier de prolongation de la concession CNR a été présenté à l'État français qui l'a accepté et soumis à la Commission européenne.

Par ailleurs, le Groupe veille à défendre ses intérêts dans le cadre du projet Hercule d'EDF afin de s'assurer que l'ouverture à la concurrence ne sera pas limitée aux seules concessions de la SHEM.

6 Risque de désaccord avec le régulateur australien sur les conditions de réhabilitation de la mine de charbon d'Hazelwood (*)

Dans le cadre de sa stratégie de sortie progressive de ses actifs charbon, le Groupe a fermé en 2017 en Australie la centrale d'Hazelwood de production d'électricité à partir du charbon issu de la mine attenante. Le Groupe est désormais engagé dans le démantèlement de la centrale et la réhabilitation du site visant à garantir une stabilité du terrain et des parois sur le long terme. Le projet de réhabilitation repose sur la création d'un lac dans le vide laissé par la mine à ciel ouvert. Plusieurs options techniques ont été étudiées concernant le format du lac de mine (complet ou partiel) et l'origine de l'eau susceptible d'être utilisée pour remplir le lac. En cas de non-approbation réglementaire des options préconisées par le Groupe, il pourrait devoir faire face à des coûts de réhabilitation plus importants que prévu, ce qui aurait un impact sur le niveau des provisions.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe poursuit ses études et ses échanges avec le régulateur et les différentes parties prenantes afin de mettre en œuvre la meilleure solution en matière de sécurité et de coûts.

7 Risque sur les ventes d'électricité aux particuliers en France en raison d'une structure de marché défavorable (*)

L'ouverture du marché de l'électricité en France à d'autres fournisseurs que l'opérateur historique, au-delà de celle obtenue pour les très grands clients, est encore faible en raison du maintien des tarifs réglementés de vente (TRV) aux particuliers qui sont décorrélés des prix de l'électricité sur les marchés de gros, en augmentation. La situation conduit les fournisseurs alternatifs à se replier sur le dispositif ARENH qui est aujourd'hui sous contrainte de volume. Le dispositif ARENH est contesté par EDF, non seulement en termes de volume mais aussi de prix et de modalités. Le gouvernement réfléchit à son évolution.

En l'absence d'évolution favorable de la structure du marché de l'électricité, le développement du Groupe sur les ventes d'électricité aux particuliers pourrait être compromis.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe gère ce risque à travers ses actions continues de synergies et d'optimisation avec les activités de production d'électricité du Groupe et la poursuite du travail d'optimisation de ses conditions de *sourcing*.

Par ailleurs, les échanges se poursuivent avec les instances réglementaires en faveur d'une intégration plus rapide dans le TRV d'électricité des variations de prix de marché et, plus largement, pour l'évolution favorable de la formule de calcul du TRV.

8 Risque d'évolution défavorable de la réglementation au Brésil dans les secteurs d'activité régulés (transport de gaz et électricité, production d'électricité) (*)

Le Groupe est exposé à des changements de la réglementation des marchés de l'électricité au Brésil, tels que la réduction des subventions ou l'introduction de nouvelles taxes pour les producteurs. La dernière taxe significative date de 2013 et a été annulée par la justice suite à une action sectorielle. L'administration pourrait annoncer de nouvelles initiatives en ligne avec une modernisation du *design* de marché de l'électricité, pour ouvrir le marché à la concurrence et améliorer son fonctionnement et assurer les investissements nécessaires dans des capacités de production modulables.

Le Brésil représente désormais 4% du chiffre d'affaires du Groupe. ENGIE Brazil Energia investit dans les activités de transport de gaz (rachat de la société TAG) et d'électricité (projet Gralha Azul – construction de ligne à haute tension). Les activités de Gralha Azul sont régulées, celles de TAG sont couvertes par des contrats long terme. Les institutions ont lancé un processus de révision et modernisation du design du marché du gaz. La probable évolution du cadre réglementaire pour l'activité de transport gaz représente un sujet à suivre avec attention, afin d'en assurer la neutralité sur le profil de risque et la rémunération pour la société TAG.

Mesures de gestion des risques

Grâce à sa présence à l'international, le Groupe dispose d'une grande expérience en matière de *market design*. Cette expérience est mise à disposition des institutions brésiliennes, entre autres à travers la participation au processus formel de révision du *design* du marché au Brésil. Les modifications du *design* de marché électrique et gaz affecteront toutes les sociétés actives dans ces secteurs. D'autres sociétés présentes au Brésil dans la production électrique ou dans le

transport du gaz partagent l'avis du Groupe et sont mobilisées pour assurer la neutralité, voir positivité, des évolutions en matière de *market design*. D'un point de vue politique, le besoin du Brésil de continuer d'attirer des investissements étrangers mitige les risques.

9 Risque pays (*)

Le Groupe est présent, se développe ou s'approvisionne en gaz et en divers composants industriels dans un nombre important de pays. Le Groupe est, de fait, exposé à des risques incluant : changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, corruption, faits de guerre, d'émeutes ou de terrorisme, effets extraterritoriaux de certaines législations et mécanismes de sanctions, escalade tarifaire. De plus, dans certains pays, le Groupe pourrait être dans l'incapacité de défendre ses droits par manque d'indépendance des tribunaux locaux en cas de conflit avec les États ou d'autres entités publiques locales.

Par exemple, aux États-Unis, la Loi CAATSA (*Countering America's Adversaries Through Sanctions Act*) du 2 août 2017 permet (de manière discrétionnaire) au Président des États-Unis d'infliger des sanctions secondaires à toute entité qui participerait, notamment par le biais d'un financement, à la construction et/ou à l'entretien d'un pipeline d'exportation de gaz russe (Section 232). Le Département d'État a publié le 31 octobre 2018 des clarifications publiques («*guidance*») sur la manière dont il entendait mettre en œuvre la loi en pratique. Dans ce cadre, le Département d'État indique que les projets débutés/initiés avant le 2 août 2017 ne sont pas soumis à d'éventuelles sanctions au titre de cette Section 232. Il est précisé qu'il faut entendre par «projets initiés avant le 2 août 2017» tout projet ayant fait l'objet d'un contrat signé avant cette même date, ce qui est le cas du projet Nord Stream 2. Sur ces bases, les engagements contractuels de financement d'ENGIE, signés avant le 2 août 2017, ont pu être remplis. Le 20 décembre 2019, de nouvelles dispositions (article 7503 du *National Defense Security Act* de 2020) ont été votées par le Congrès des États-Unis visant à sanctionner à l'issue d'un délai de trente jours, après publication d'un rapport par le Congrès, les sociétés fournissant des navires de pose des tuyaux du projet Nord Stream 2. De fait, les travaux ont été immédiatement suspendus par la société Allseas en charge de ceux-ci. Ces mesures ne visent aucunement les financeurs du projet tels qu'ENGIE. Le Groupe veille attentivement aux effets de toutes les mesures de sanctions visant le projet Nord Stream 2. Si celles-ci devaient affecter les versements futurs d'ENGIE selon ses engagements contractuels, toutes mesures utiles seraient prises afin de ne pas être sanctionnable et Gazprom devrait continuer à financer seul le projet. Si celles-ci devaient affecter les investissements déjà réalisés cela imposerait à ENGIE de sortir de ses contrats de financement (voir Note 16.1.1.3 de la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»). Cette dernière éventualité paraît peu probable. Le Groupe mobilise tous les moyens dont il dispose pour réduire ce risque.

Mesures de gestion des risques

La diversité des implantations du Groupe permet une certaine atténuation du risque pays. Des seuils d'attention par pays, ou groupe de pays, permettent de piloter l'exposition du Groupe. Le Groupe gère aussi ces risques dans le cadre de partenariats et de négociations contractuelles propres à chaque implantation. Il détermine ses choix d'implantations en appliquant une procédure d'investissement formalisée qui évalue les risques. L'insertion de clauses d'arbitrage international dans les contrats significatifs est aussi systématique que possible.

L'organisation décentralisée du Groupe rend les «*Business Units*» responsables de leur compte de résultat et de leurs investissements. Chacune d'entre elles est placée sous la supervision d'un Directeur Général Adjoint du Groupe, membre du Comité Exécutif. Cette organisation permet une gestion au plus près

du terrain des évolutions politiques et réglementaires de chaque pays d'implantation tout en assurant une prise en compte du risque pays et des mesures de gestion du risque au niveau adéquat.

2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux

Les activités du Groupe l'exposent à de nombreuses normes et réglementations (relatives au respect et à la protection de l'environnement et des personnes ou à la transition énergétique). Sa stratégie et ses résultats pourraient être impactés par les textes législatifs mentionnés ci-après, ou d'autres à venir.

Au plan international

Le Groupe se prépare activement à la mise en œuvre des politiques nationales de lutte contre les émissions de CO₂ découlant des engagements pris par les États signataires de l'Accord de Paris (2015), lors de la COP21 et des suivantes. Il a d'ores et déjà très fortement réduit la place du charbon dans son mix énergétique (la production d'électricité à fin 2019 se répartissait de la façon suivante : 61% gaz naturel, 23% énergies renouvelables (hydraulique, éolien et solaire, biomasse et biogaz), 10% nucléaire, 6% charbon.

En Europe

La politique européenne en matière de climat et d'énergie promeut l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de CO₂ et l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique. La nouvelle Commission européenne devrait accroître les ambitions dans ces secteurs dans le cadre du «*Green New Deal*» européen et des mesures associées à l'objectif de neutralité climatique d'ici 2050. Ces évolutions constituent en principe des accélérateurs de croissance pour le Groupe si elles s'accompagnent bien d'un cadre réglementaire et financier adapté à ces ambitions.

Certaines initiatives sectorielles telles que la nouvelle politique de prêt en matière d'énergie de la Banque européenne d'investissement ou le projet européen de «*Taxonomie*», destiné à favoriser les investissements durables, constituent des risques dès lors qu'ils conduiraient à limiter l'accès à des financements pour des activités que le Groupe considère comme indispensables pour atteindre les objectifs européens de la transition énergétique, notamment le développement des gaz renouvelables.

1 Place du gaz dans le mix énergétique en France (**)

Les dispositions de la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, qui s'inscrivent dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie au titre de la nouvelle période 2019-2023 (et de la période 2024-2028) et en traduisent certaines orientations, peuvent influencer grandement sur les parts de marché du gaz naturel puisque la vision dominante de la politique énergétique qui y est présentée vise une électrification renforcée et rapide de tous les usages. Cette vision emporte un certain nombre de risques encore mal évalués, notamment concernant l'accroissement des besoins de pointe électrique et le coût additionnel nécessaire pour y répondre, face auxquels le vecteur gaz (gaz naturel et renouvelables), compte tenu de son coût et de sa flexibilité, pourrait apporter des solutions plus adaptées.

De plus, la future réglementation thermique, en fonction de ses modalités de prise en compte de l'empreinte CO₂ dans les nouvelles constructions, pourrait relancer le chauffage électrique au détriment du gaz.

Par ailleurs, le projet européen de «*Taxonomie*» mentionné plus haut crée une incertitude sur le financement de certaines activités du Groupe liées aux gaz renouvelables (biométhane et hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable) si elles n'étaient pas labellisées «*vertes*» en fonction des critères définis par le futur Règlement européen.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe renforce, auprès des Pouvoirs publics français et des autorités européennes, ses actions de promotion du rôle du gaz comme vecteur indispensable à l'accélération et à la réalisation de la transition énergétique, notamment dans la décarbonation intégrale des systèmes énergétiques (mix de production et demande finale d'énergie).

Le Groupe a défini une stratégie de développement des gaz verts à travers le lancement d'un Plan Industriel et commercial pour le développement de la production du biométhane d'origine agricole (effluents et résidus de culture) et le passage à l'échelle industrielle de cette filière en France. En aval de la chaîne de production, les réseaux de transport et de distribution du Groupe adaptent leurs infrastructures pour permettre l'acheminement du biométhane aux clients au moindre coût. Le Groupe travaille également au développement des filières biométhane de deuxième et de troisième génération, avec le recours à la pyrogazéification de la biomasse. Il travaille par ailleurs à développer des projets de production d'hydrogène vert à partir de l'électrolyse d'électricité renouvelable et à améliorer les conditions techniques de leur injection dans les réseaux de gaz.

2 Risque de variations climatiques ayant un impact sur la demande et la production d'énergie (**)

Les informations présentées ici et dans la Section 3.5.4.1 «*Le changement climatique*» rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité.

À court terme, les phénomènes climatiques (variation de température, inondation, vent, sécheresse) ont un impact sur la production (en cas de manque d'eau dans les barrages notamment) et sur la demande d'énergie (fourniture de gaz en cas d'hiver chaud par exemple). Ils ont un effet direct sur les résultats du Groupe

À plus long terme, le changement climatique pourrait avoir un impact plus large sur les activités du Groupe : modification des besoins régionaux ou saisonniers en énergie, obligation de réduction des émissions de CO₂ éq, conflits d'usage de l'eau, préservation des puits naturels de carbone, etc.

Mesures de gestion des risques

Pour ajuster l'offre aux fluctuations de la demande annuelle, ENGIE optimise son portefeuille d'actifs, de ressources gazières avec la modulation de ses approvisionnements et le pilotage de ses stockages souterrains, et du parc de production électrique.

Pour gérer le risque à plus long terme, ENGIE agit à différents niveaux :

- Le Groupe s'est fortement engagé dans la lutte contre le changement climatique, via l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre et une démarche d'adaptation. Le Groupe promeut la généralisation au niveau international de prix du carbone, afin d'accélérer la transition vers une société bas carbone tout en garantissant une équité de traitement pour l'ensemble des acteurs ;
- Le Groupe s'est donné des objectifs à l'horizon 2020, en matière d'émissions de gaz à effet de serre et d'énergies renouvelables (voir Section 3.5 «Informations environnementales»).

L'accroissement de son parc d'énergies renouvelables et le développement d'offres de services constituent des axes majeurs de la stratégie d'ENGIE en faveur de la transition énergétique. Dans une vision à plus long terme, ENGIE a décidé fin 2017 de s'engager sur une trajectoire compatible avec l'objectif de limitation de la hausse des températures à 2 °C, en réduisant ses émissions directes de 85% à horizon 2050 et en développant une substitution du gaz naturel par du gaz renouvelable ;

- Le Groupe élabore progressivement des plans d'adaptation afin de se préparer à une intensification des événements météorologiques extrêmes (voir Section 3.5 «Informations environnementales») ;
- Après avoir anticipé la mise en œuvre de l'article 173 de la loi de transition énergétique française quant à une plus grande transparence sur les risques climat, le Groupe a suivi les travaux de la TCFD (*Task force on Climate related Financial Disclosure*) et étudie la mise en œuvre de ses recommandations.

2.2.3 Risques économiques et concurrentiels

L'activité du Groupe est impactée par le niveau de la demande en énergie et les prix des matières premières ainsi que par la mutation profonde du secteur de l'énergie (décentralisation et décarbonisation de la production, énergies renouvelables, nouvelles technologies, digitalisation, nouveaux profils de concurrents, etc. (voir Sections 1.1.1 «Présentation générale» et 1.1.3 «Présentation des activités du Groupe»).

1 Risque de concurrence accrue sur les métiers de vente d'énergie et de services avec un impact sur les marges ()**

Dans ses divers métiers, le Groupe est en concurrence avec des acteurs aux profils de plus en plus variés, tant par la taille, avec des acteurs internationaux ou locaux émergents, que par les métiers. La décentralisation des systèmes de production d'énergie induite par la transition énergétique permet à des acteurs de taille plus réduite de se positionner en concurrence avec le Groupe sur certaines activités (photovoltaïque, services).

L'émergence des technologies digitales et de la *smart energy* impacte la chaîne de valeur de l'électricité et du gaz, et aussi plus largement des services avec de nouveaux concurrents issus des technologies de l'information et des équipementiers. Plus généralement, sur les marchés de l'énergie, la concurrence tend à s'intensifier avec des acteurs (compagnies pétrolières...) de plus en plus actifs sur la totalité de la chaîne de valeur.

Dans ce contexte très concurrentiel, le Groupe doit faire face à plusieurs enjeux :

- le maintien de ses parts de marché sur les ventes d'énergie et de services dans les pays où il est historiquement présent sans dégrader ses marges, en particulier dans les pays où le Groupe occupe une position de *leader* sur ces marchés,
- le renouvellement des concessions de réseaux de chaleur et de froid dans des conditions économiquement rentables,

- le développement de son portefeuille clients dans des pays ciblés.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe réalise une surveillance constante de son positionnement concurrentiel au travers de dispositifs de veille adaptés.

Il développe régulièrement de nouvelles offres pour répondre à l'évolution des attentes clients : digitalisation, verdissement des offres, développement de solutions «neutralité carbone».

Il améliore en permanence la performance d'exploitation des réseaux qu'il opère et veille à verdir progressivement leur mix énergétique.

2 Risque de baisse des revenus issus des centrales de production d'électricité dans la région du Golfe à l'arrivée à échéance des contrats long terme ()**

Dans les pays du Golfe, la BU MESCAT intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs (principalement de centrales combinées à gaz) et vend l'électricité et l'eau produites dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme (*Power Purchase Agreement – PPA*). A l'échéance de ces contrats, en cas de non-reconduction, la production serait écoulee sur les marchés et exposée à la volatilité des prix de marché. En cas de rémunération insuffisante ou de surcapacité du marché, le Groupe pourrait être conduit à mettre les actifs sous cocon.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe mène une étude approfondie des marchés et agit de façon proactive en vue de prolonger ou remplacer ces contrats.

2.2.4 Risques financiers

1 Risque de marché sur matières premières (***)

Le Groupe est principalement exposé à deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix, directement liés aux fluctuations des prix de marché, et les risques de volume (risque météorologique et/ou dépendant de l'activité économique). Le Groupe est exposé à ces risques, en particulier sur le gaz, l'électricité, le CO₂ et d'autres produits verts ou blancs liés à la transition énergétique (Garanties d'Origine, CEE-certificats d'économie d'énergie, et CRM-Capacity Remuneration Mechanism) (voir Note 17.1.1 Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»).

Le Groupe a fortement réduit son exposition aux risques de marché ces dernières années après la cession de ses centrales thermiques aux USA, de ses activités d'exploration-production et de GNL, et de ses centrales charbon européennes. Son exposition reste néanmoins importante sur ses centrales nucléaires, hydrauliques et thermiques gaz en Europe.

À l'exception des activités de *trading*, l'évaluation des risques de marché est réalisée au travers de leur impact sur l'EBITDA. Ainsi, les principaux indicateurs de risques pour la gestion de portefeuilles d'énergie comprennent des sensibilités aux variations unitaires de prix, des *EBITDA at Risk*, des ratios de couverture des portefeuilles et des *stress tests* basés sur des scénarios défavorables prédéfinis. Pour les activités de *trading* et conformément aux standards du marché, les indicateurs de risques comprennent des sensibilités, des *Value at Risk* (VaR) et des *stress tests* (voir Note 17.1.1 Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»).

Mesures de gestion des risques

Le Groupe a mis en place une gouvernance spécifique pour la maîtrise des risques de marché et de contrepartie reposant sur (i) le principe général de séparation entre gestion et contrôle des risques, (ii) un Comité des Risques Marché Énergie (CRME) au niveau du Groupe en charge de la validation des politiques de risques et du suivi de l'exposition consolidée, (iii) le suivi de mandats de risques de marché et de contrepartie, et (iv) une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière.

Une partie des activités de production d'électricité, hors Europe, est sécurisée par des contrats de vente d'électricité à long terme appelés *Power Purchase Agreements* (PPA) dans lesquels les variations des coûts opérationnels, en particulier des combustibles, sont transférées en *pass-through* dans le prix de vente de l'électricité. Ceci limite fortement l'exposition aux risques de variation des prix des combustibles, même si, dans certains contrats, le transfert est imparfait.

Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

Le Groupe est par ailleurs en train de développer des produits destinés à couvrir les risques liés à l'intermittence de la production renouvelable.

2 Risque de change (**)

Le Groupe est exposé aux risques de change, définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change, dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession et (iii) un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments de l'état de situation financière et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollars américains, en réels brésiliens et en livres sterling.

Pour une analyse de sensibilité aux risques de change, voir la Note 17.1.3.2 de la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés».

Mesures de gestion des risques

Dans le cadre de la politique de risques de change du Groupe, le risque transactionnel récurrent fait l'objet d'une couverture systématique dès lors que ce risque est matériel et quasi certain. Lors de l'instruction des dossiers d'investissement, le risque transactionnel spécifique fait l'objet d'une stratégie de couverture au cas par cas. Enfin, le risque translationnel fait l'objet de stratégies de couverture partielle, sous réserve d'un coût de couverture raisonnable et d'une liquidité suffisante du marché au regard du risque de dépréciation de la devise.

3 Risque fiscal (**)

Compte tenu de leurs contraintes budgétaires croissantes et de pressions médiatiques, les États introduisent de plus en plus systématiquement des mesures anti-abus, générales et spéciales, au champ d'application étendu et subjectif, et donnent à leurs services de contrôle des pouvoirs renforcés d'investigation, ce qui crée un climat d'insécurité fiscale qui peut avoir un impact sur les résultats du Groupe. De même, les interventions de la Commission européenne tant en matière d'aides d'État (notamment la remise en cause d'accords préalables émis par les administrations pourtant conçus pour confirmer le traitement fiscal complexe de certaines transactions, et partant, pour apporter de la sécurité juridique aux entreprises) que des Directives dans le domaine de la lutte contre l'optimisation fiscale (cf. ATAD1 et 2⁽¹⁾, DAC6⁽²⁾) et le projet d'harmonisation européenne (cf. ACCIS⁽³⁾) créent des incertitudes et peuvent impacter les résultats du Groupe à des horizons différents (voir Note 25 Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»).

(1) ATAD : Anti Tax Avoidance Directive.

(2) Directive relative à la Coopération administrative.

(3) ACCIS : Assiette commune consolidée pour l'impôt des sociétés.

Mesures de gestion des risques

Le groupe ENGIE a élaboré et publié une politique fiscale depuis 2015. Cette dernière a récemment été mise à jour et a fait l'objet d'une approbation par son Conseil d'Administration le 29 janvier 2020. Elle est disponible sur son site internet.

La politique souligne l'importance de la fiscalité pour le groupe ENGIE et son attachement à un système fiscal durable, stable et clair, administré de manière équitable et transparente. La fonction fiscale et la gestion des risques est confiée au Directeur financier du groupe et plus particulièrement à la Direction Fiscale groupe qui informe le Comité d'Audit de la mise en œuvre de la politique fiscale et du dispositif de contrôle interne. Des procédures internes, comprenant des mécanismes de contrôle réguliers, ont été mis en place pour s'assurer du respect des obligations fiscales dans les pays concernés. Des procédures couvrent également le choix d'implantation des structures du Groupe. Le groupe ENGIE ne prend pas de positions fiscales spéculatives qui créent un risque fiscal ou qui ne reflètent pas leur réalité économique. Le groupe ENGIE entretient des relations officielles, ouvertes et constructives avec les gouvernements et autorités fiscales. De plus, ses pratiques fiscales sont conformes à son Code éthique et à ses principes en matière de responsabilité environnementale, sociale et sociétale. Ainsi, le groupe considère qu'il respecte les exigences posées par le nouvel article L225-102-1 du Code de Commerce en matière de lutte contre la fraude fiscale.

4 Risque sur le financement des pensions de retraite ()**

Une part significative des engagements de retraite et des actifs affectés à ces plans est concentrée en France et en Belgique. Les autres régimes de retraite à prestations définies concernent principalement l'Europe et le Brésil.

Au cours des dernières années, le Groupe a fermé de nombreux régimes à prestations définies au profit de régimes à cotisations définies.

La Note 20 de la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés» précise les éléments évalués et comptabilisés.

Le calcul des engagements est estimé par des méthodes actuarielles utilisant des méthodologies, hypothèses et modèles pour l'évaluation des passifs ou la détermination des allocations d'actifs et des risques associés qui peuvent avoir un impact significatif sur les niveaux de couverture et les besoins de financement.

En France, le régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) est un régime légal et les engagements afférents sont estimés sur la base d'hypothèses actuarielles et de règles régissant respectivement les prestations versées par les régimes de droit commun et les montants restant à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles peuvent faire l'objet d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements du Groupe et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Des engagements importants, au titre d'autres avantages au personnel postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme du personnel en activité, s'ajoutent aux passifs de retraites ; il s'agit notamment de l'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite.

Les niveaux de couverture et les besoins de financement des plans de retraite du Groupe varient en fonction de la performance des marchés financiers et des allocations d'actifs retenues, du niveau des taux d'intérêt et d'inflation ainsi que de l'évolution des cadres juridiques et réglementaires applicables.

Concernant certains plans, hors périmètre IEG, ENGIE pourrait être amené à financer partiellement ou totalement toute différence entre la valeur de marché des actifs et les niveaux de couverture prévus, ou toute insuffisance de rendement des actifs au regard de taux moyens minimums garantis.

À titre indicatif, au 31 décembre 2019, la dette actuarielle s'élève à 7,5 milliards d'euros. Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 17%.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe a mis en place une politique de couverture des engagements de retraites spécifiques à chacun des pays et législations concernées.

Sur le périmètre IEG, le financement du régime s'effectue via l'externalisation d'actifs dans le cadre de contrats d'assurance vie. Pour la majeure partie des régimes à l'international, la couverture des passifs s'effectue via le financement de fonds de pension dans lesquels le Groupe s'efforce d'être présent dans la gouvernance autant que les législations le permettent.

Il est à noter que l'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite n'est pas couvert.

5 Risque de contrepartie ()**

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) – voir Note 17.2 de la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés».

L'impact peut se ressentir au niveau du paiement (non-paiement de prestations ou de livraisons réalisées), de la livraison (non-livraison de prestations ou de fournitures payées), des actifs (perte de placements financiers) ou du manque à gagner en cas de faillite du client ou de coûts supplémentaires en cas de défaillance d'un fournisseur.

Ce risque augmente avec le développement d'offres vertes à long terme au travers de *Corporate PPAs*.

Mesures de gestion des risques

La solidité financière des clients est évaluée avant signature de contrats, via une méthodologie et des outils communs à l'ensemble du Groupe.

Les risques sont gérés au travers de contrats-cadres avec des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de netting, appels de marge, ou via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés. Les activités opérationnelles peuvent en outre donner lieu à des prépaiements et à des procédures de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

6 Risque d'augmentation des coûts d'acquisition des Certificats d'économie d'énergie en France (*)

La mise en place de la quatrième période concernant les obligations en matière de Certificats d'économie d'énergie (CEE) à partir du 1^{er} janvier 2018 jusqu'au 31 décembre 2020, et prolongée jusqu'à fin 2021, accroît fortement les obligations d'ENGIE par rapport à la période précédente. La rareté des CEE, la révision à la baisse des forfaits et les exigences renforcées ont conduit à une tendance haussière des prix des CEE depuis 2018. Cette hausse pourrait avoir un impact négatif sur la marge des commercialisateurs du Groupe en cas de difficulté à répercuter les coûts associés dans les prix de vente d'énergie.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe déploie d'une part des mesures de renforcement de la collecte (accroissement des rachats internes au Groupe, diversification des canaux de collecte, rachat en 2018 de la société Certinergy, spécialisée dans le montage des dossiers de productions de CEE et les travaux d'efficacité énergétique) et d'autre part une politique de couverture adaptée (voir risques de marché).

L'évolution de la situation liée à l'épidémie de Coronavirus reste incertaine à ce stade, et fait l'objet d'un suivi par le Groupe qui met en œuvre les mesures appropriées pour prévenir la contamination de ses salariés, sous-traitants et clients (voir Section 3.4.6.2 «le dispositif de management santé-sécurité») et pour réduire les conséquences de l'épidémie sur l'activité et les résultats.

2.2.5 Risques industriels

Les domaines d'activité dans lesquels le Groupe opère comportent des risques industriels importants, susceptibles de générer des dommages aux personnes, aux biens ou à l'environnement et de mettre en jeu sa responsabilité civile, pénale et environnementale. Ils peuvent concerner des installations appartenant au Groupe ou gérées par le Groupe pour le compte de tiers (industriels, collectivités locales), ou sur lesquelles interviennent des collaborateurs du Groupe. La sécurité industrielle des installations sur lesquelles le Groupe intervient est une de ses préoccupations majeures. Le traitement de ces risques fait l'objet d'une attention soutenue et d'investissements spécifiques, et des audits des installations concernées sont conduits régulièrement.

Activités nucléaires

Le Groupe a établi des principes de gouvernance pour l'exploitation, la maintenance et le démantèlement de centrales nucléaires sur la base de son expérience d'exploitant et de prestataire de services. Il agit également sur le recrutement, la formation et la fidélisation de ses collaborateurs, à la fois pour le parc en exploitation, les entités de services au nucléaire et le développement de nouveaux services.

En Belgique, Electrabel, filiale du Groupe, détient et exploite sept réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis sur deux sites de production, Doel et Tihange.

1 Traitement et stockage des déchets nucléaires et des assemblages usés ()**

a) Suite à la découverte, en 2013, d'un gel à la surface des fûts de déchets de moyenne activité (originaires de la centrale de Doel et entreposés chez Belgoprocess), les procédés de conditionnement des déchets ont fait l'objet de contrôles complémentaires par l'ONDRAF, sur les sites de Doel et de Tihange. Il en résulte que des accréditations de plusieurs procédés n'ont pas été renouvelées ou ont été retirées.

b) La chaîne de gestion des déchets et des assemblages usés à l'intérieur des sites nucléaires inclut des déplacements par navette et un stockage dans des containers ou des bâtiments adaptés. Une indisponibilité temporaire ou la saturation d'un de ces systèmes pourrait amener à une interruption temporaire de la production.

c) Electrabel développe un projet de construction d'un nouveau bâtiment pour l'entreposage temporaire du combustible usé à la centrale de Tihange. La construction de ce bâtiment est une nécessité pour pouvoir entreposer temporairement le combustible usé sur le site, poursuivre les activités sur le site et préparer le démantèlement. Le projet a obtenu le permis d'exploiter le 26 janvier 2020 et le permis d'urbanisme le 21 février 2020. Les délais de recours contre ces permis sont encore pendants.

Mesures de gestion des risques

- Concernant le point a) ci-dessus, plusieurs campagnes d'essais ont été mises en place pour répondre à toutes les exigences de l'ONDRAF et récupérer des accréditations. Les accréditations ont depuis été récupérées sauf celles concernant les résines et les concentrats. Pour ces dernières, le programme de validation d'un procédé se poursuit et une solution est attendue fin 2020 pour les résines et mi-2021 pour les concentrats. En attendant ces déchets sont entreposés dans des réservoirs sur les sites. La situation en matière de capacité de stockage et de disponibilité des installations de traitement des déchets reste complexe. Des solutions transitoires ont dû être développées pour accroître les capacités de stockage sur les 2 sites de production.
- Concernant le point b) ci-dessus, plusieurs procédures d'accréditation de nouveaux fournisseurs ou d'équipements supplémentaires sont en cours avec les autorités. Une première accréditation a été obtenue pour un nouveau fournisseur de containers.
- Concernant le point c) ci-dessus, le risque d'introduction de recours à l'encontre des permis est suivi étroitement.

3 Indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires ()**

Le risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques ou de sécurité est l'un des risques majeurs d'Electrabel avec un impact sur l'atteinte des objectifs de performance.

La performance industrielle et la sûreté des installations nucléaires d'Electrabel est cependant en nette amélioration depuis début 2019.

La disponibilité du parc de production nucléaire à fin décembre 2019 s'établit à 79,44%, correspondant à une production de 41,3 TWh, en hausse significative (52%) par rapport à 2018.

La fiabilité des installations s'est également notablement améliorée. La mise en place d'un plan de fiabilisation a contribué à franchir le 23 juillet 2019 dernier l'étape importante d'un an sans arrêt automatique pour Doel et pour Tihange. Un arrêt automatique a eu lieu à Tihange 1 le 4 décembre dernier (suite à une perturbation sur le système de réglage des pompes du circuit secondaire), qui a pu être résolu rapidement afin de permettre le redémarrage de la centrale le 5 décembre 2019.

a) Concernant la problématique de la dégradation du béton constatée au niveau du plafond des bunkers des réacteurs de Doel 3, Tihange 3, Doel 4 et Tihange 2, d'importantes réparations ont été engagées.

b) En avril 2018, Electrabel a constaté une fuite de faible importance dans le circuit d'eau de refroidissement de secours du réacteur Doel 1. Le même type de conduite que celle concernée par la fuite à Doel 1 se trouve dans le réacteur de Doel 2. Après expertise et sous le contrôle de l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN), les réacteurs peuvent continuer à produire, sous réserve d'inspections complémentaires et de contrôles réguliers.

c) En octobre 2019, l'unité Tihange 2 a été arrêtée suite à une augmentation de température dans le moteur d'une pompe primaire dans le bâtiment du réacteur. Le stator était endommagé à cause d'une fuite d'eau limitée venant des instruments de contrôle. Par ailleurs une vanne est apparue défaillante dans le même système.

Mesures de gestion des risques

- Concernant le point a) ci-dessus, à Doel 3, une nouvelle dalle de toiture a été construite sur le bunker et l'unité a redémarré début août 2018 avec l'accord de l'AFCN. Après expertise, la construction d'une nouvelle dalle n'a pas été nécessaire pour Doel 4. Les travaux de réparation du bunker de Tihange 2 ont été finalisés. Avec l'accord de l'AFCN, Tihange 3 a pu redémarrer pour la période d'hiver 2019-2020 et la construction d'une nouvelle dalle est reportée en 2020.
- Concernant le point b) ci-dessus, sous le contrôle de l'AFCN, Electrabel doit réaliser des inspections régulières, qui peuvent avoir lieu durant les travaux de LTO de Doel 1 et Doel 2. Il est prévu de renouveler ces inspections de suivi des conduites lors des révisions ultérieures.
- Concernant le point c) ci-dessus, l'unité Tihange 2 a redémarré le 16 novembre après réparation et requalification.

4 Sûreté et sécurité nucléaire (*)

Bien que, depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, les sites de Doel et Tihange en Belgique n'aient jamais connu d'incident majeur de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement, ils sont susceptibles de mettre en jeu la responsabilité civile d'Electrabel, notamment en cas d'accident nucléaire ou de rejets importants de radioactivité dans l'environnement.

Mesures de gestion des risques

Electrabel a mis en œuvre un dispositif de contrôle interne et industriel sur la sûreté nucléaire et la sécurité des installations conforme aux standards extrêmement élevés de la profession et qui s'exerce à plusieurs niveaux :

- le Rapport de Sûreté fixe les structures de contrôle du *design*, des procédures d'exploitation et des comportements ;
- les principes de sûreté sont intégrés dans la gestion opérationnelle des centrales ;
- le respect des principes fait l'objet d'une supervision managériale à plusieurs niveaux ;
- le respect des principes fait l'objet de contrôles indépendants des organisations opérationnelles ;
- il peut s'appuyer sur des points de contrôles nombreux, documentés et quantifiés, ainsi que sur des audits.

Toute personne amenée à travailler dans une centrale nucléaire a une qualification adéquate et est sensibilisée à sa responsabilité personnelle vis-à-vis de la sûreté nucléaire, en particulier les opérateurs de conduite. Dans l'exploitation, le respect des

consignes de sûreté, de sécurité et l'état des installations sont soumis à des contrôles par l'AFCN, autorité de sûreté nucléaire belge, assistée par Bel-V, sa filiale d'appui technique, ainsi qu'à des contrôles indépendants réalisés par le département de sûreté nucléaire d'Electrabel qui dépend directement de son Directeur Général, indépendamment de la ligne hiérarchique qui gère les sites d'exploitation nucléaire. Par ailleurs, les deux sites nucléaires sont certifiés OHSAS 18001, ISO 14001 et EMAS.

Electrabel prend en compte les retours d'expérience et les «*peer review*» externes pour continuer d'améliorer la sûreté et sécurité des installations (catastrophes naturelles plus sévères, risques de cyber-attaques, sabotage). De plus, le risque terroriste est traité avec les autorités compétentes de l'État belge.

Afin de renforcer la culture de sûreté à Doel et Tihange, Electrabel, en accord avec l'AFCN a mis en place un plan CORE (COmmon REsponsibility), concernant tant les fonctions centrales que les 2 sites nucléaires. Ce plan a été clôturé avec succès par l'AFCN en août 2019. Les actions engagées font partie intégrante du système de *management* et suivies dans le cadre des inspections relatives au système de *management*.

Installations industrielles et sites Seveso

Le Groupe exploite ou construit des systèmes de transport, de distribution ou de stockage de gaz, des installations de regazéification ou de liquéfaction de gaz, des installations de bio-méthanisation, des centrales de production d'électricité, des ouvrages hydrauliques ou effectue des prestations de services délivrées en milieu industriel. Certaines de ces installations sont du type «Seveso seuil haut».

2 Risques d'accident industriel (**)

Les risques d'accident industriel peuvent avoir pour origine, par exemple, des incidents d'exploitation, des défauts de conception ou des événements extérieurs que le Groupe ne maîtrise pas (actions de tiers, catastrophes naturelles). Les accidents industriels sont susceptibles de provoquer des blessures, des pertes humaines, des dommages significatifs aux biens ou à l'environnement ainsi que des interruptions d'activité et des pertes d'exploitation.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe opère ses activités industrielles dans le cadre des réglementations de sécurité, dont la Directive européenne dite «Seveso III⁽¹⁾». La maîtrise de ces risques industriels est assurée par la mise en œuvre sur ces sites d'un système de *management* de la sécurité basé sur le principe de l'amélioration continue, qui vise à diminuer le niveau de risque résiduel en traitant en priorité les risques les plus élevés. Par ailleurs, la sécurité industrielle figure dans le programme de contrôle interne du Groupe. Le Groupe conduit ponctuellement des missions de contrôle et d'audit pour s'assurer de la mise en œuvre effective de ces dispositions.

Concernant la protection des systèmes de contrôle industriels, les BU poursuivent la sécurisation des sites critiques et sensibles nouvellement identifiés et mettent à jour autant que nécessaire les protections des sites déjà sécurisés.

Ces risques sont pour la plupart couverts par des polices d'assurances. En cas de sinistre majeur, ces assurances pourraient s'avérer insuffisantes (voir Section 2.1.3 «Couverture des risques et assurances»).

(1) Directive 96/82/CE modifiée et abrogée par la Directive 2012/18/UE dite «Seveso III».

Un «Comité de Sécurité Industrielle Groupe» se réunit à un rythme semestriel, et autant que de besoin sur des sujets spécifiques, avec pour objectif principal de favoriser le partage inter-BU et inter-Métiers des informations relatives aux risques et aux accidents

ainsi que le partage des bonnes pratiques dans les diverses activités du Groupe.

2.2.6 Autres risques opérationnels

1 Risque portant sur la réalisation de grands projets (**)

Le Groupe assoit sa croissance sur différents projets de construction d'actifs industriels comme des infrastructures gazières ou électriques de production ou de transport, dont il est le maître d'ouvrage. Parmi ces projets figurent des centrales thermiques (Fadhili en Arabie saoudite, Pampa Sul au Brésil), des parcs éoliens en mer (Le Tréport et Noirmoutier en France, Moray East au Royaume-Uni) et des infrastructures électriques (ligne à haute tension Gralha Azul au Brésil) et une majorité de projets de taille moyenne à petite : projets éoliens au Brésil, en Égypte et en Australie, projets solaires au Mexique et en Inde notamment, réseaux locaux de chaleur ou de froid, infrastructures urbaines. La rentabilité de ces actifs, dépend en particulier de la maîtrise des coûts et des délais de construction, de la performance opérationnelle de l'actif industriel, de phénomènes exogènes (catastrophes naturelles, mouvements de grève), des aléas réglementaires et fiscaux, et de l'évolution du contexte concurrentiel et des marchés d'énergie à moyen et long termes, qui pourraient dégrader la rentabilité de certains actifs, entraîner une perte de revenus ou nécessiter une dépréciation d'actifs.

Le Groupe est également engagé dans la conception et la construction d'installations d'envergure pour des clients tiers. Bien que ces projets fassent toujours l'objet d'études poussées et que le Groupe bénéficie d'une expertise reconnue, il peut arriver que les délais de construction ne puissent pas être respectés et conduisent à des pénalités, que les coûts de construction soient supérieurs à ceux initialement prévus, que la performance des installations ne soit pas conforme au cahier des charges ou qu'un accident ultérieur mette en cause la responsabilité civile, professionnelle ou pénale du Groupe. Cela pourrait avoir un impact négatif sur l'image, la situation financière ou les résultats du Groupe.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe met en œuvre un support opérationnel aux projets et leur supervision et a mis en place un pilotage du portefeuille des projets d'un montant supérieur à 30 Millions d'euros – qu'ils soient de type investissement ou installation – pour fournir les alertes nécessaires à la mise en œuvre des actions correctives. Une politique en matière de supervision de la construction des projets et des méthodes communes de *management* des projets viennent renforcer les dispositifs existants au sein des entités réalisant des projets industriels. À l'instar des projets d'investissement, un référentiel de *management* de projets dédié aux projets d'installation a été produit en 2019 et est progressivement déployé. Par ailleurs, ENGIE poursuit le déploiement de formations centrées sur la gestion des risques et des contrats dans les projets auprès des chefs de projet et développeurs. Dans ce même objectif de professionnalisation de la filière, une formation *planning* est lancée en fin d'année.

Enfin, ENGIE met en œuvre des dispositifs de *contract management* pour gérer proactivement les relations contractuelles avec ses clients, ses partenaires et fournisseurs. En sa qualité de Maître d'Ouvrage, les contrats passés par ENGIE avec les constructeurs comportent des clauses de garanties et d'indemnisation couvrant

les défauts de construction et managements des constructeurs relatifs aux délais et à la performance des actifs industriels livrés. De plus, la souscription d'assurances permet d'indemniser les sinistres assurés mais aussi d'améliorer la prévention.

2 Acquisition et intégration (**)

Pour son développement externe, notamment au moyen d'acquisitions, le Groupe pourrait être amené à procéder à l'émission de titres de capital ou à avoir recours à l'endettement. Les acquisitions présentent des risques liés aux difficultés d'intégration, à la non-réalisation des gains et des synergies escomptés. Des risques liés à l'évaluation de l'actif ou du passif ou à la non-atteinte des résultats prévus peuvent apparaître à l'issue de la matérialisation des acquisitions, engendrant des provisions pour dépréciation d'actifs.

Les partenariats et prises de participations constituent l'un des moyens pour le Groupe de partager les risques économiques et financiers propres à certains projets, en limitant ses capitaux engagés et en lui permettant de mieux s'adapter au contexte spécifique des marchés locaux. Le Groupe veille autant que possible à la protection de ses intérêts en tant que partenaire grâce notamment à la signature de pactes d'actionnaires, à sa représentation éventuelle dans la gouvernance (Conseil d'Administration, postes de *management*) ou à la remontée d'informations. Toutefois, l'évolution du projet, de la situation économique, de la stratégie du partenaire ou du Groupe, voire du contexte politique local peuvent, le cas échéant, conduire à l'évolution du contrôle ou de la gouvernance d'un partenariat ou au désinvestissement d'une participation.

Mesures de gestion des risques

Les processus d'analyse, d'audit (*due diligences*) – et de structuration des risques mis en œuvre par le Groupe lors des projets d'acquisition, visent à appréhender au mieux les incertitudes qui pèsent en pareil cas et à proposer des mécanismes de protection contre les risques identifiés. L'allocation des risques qui en résulte dépend de la qualité de l'information qui lui est transmise (notamment compte tenu des contraintes légales et réglementaires) et du résultat du processus de négociation.

En ce qui concerne l'intégration, le Groupe a mis en place une équipe dédiée (IMO - *Integration Management Office*) afin de développer une méthodologie adaptée et d'accompagner les BU dans le processus dès la phase de développement (avant «*signing*»). Au cours de l'année 2019, l'équipe IMO a accompagné environ 10 projets d'acquisition tels que TAG au Brésil, Powerlines en Autriche et Conti aux USA pour ne citer que les plus importants en CAPEX.

Dans le cadre de ses partenariats, le Groupe peut mettre en place des dispositifs contractuels de résolution des blocages au sein de partenariats (*deadlock resolution*), des clauses de sortie ou, en cas de conflit avec le(s) partenaire(s), des clauses de résolution de litige.

3 Cybersécurité (**)

L'utilisation de nouvelles technologies, notamment la multiplication des objets connectés, l'évolution des systèmes de contrôle industriels, la généralisation des outils de mobilité, de l'informatique en *cloud* et le développement de nouveaux usages, dont les réseaux sociaux ou l'analyse approfondie de données (*data sciences*), exposent le Groupe à des menaces sans cesse renouvelées. Des cyber-incidents tels que des crypto-virus (*ransomware*), des vols d'information personnelles ou sensibles, la corruption de systèmes de contrôle industriels ou la compromission des liaisons avec nos clients ou fournisseurs pourraient conduire à des blocages, des retards et/ou des surcoûts dans la gestion de nos services ou de nos infrastructures de production, pouvant nuire aux activités ou à la réputation du Groupe. Le risque pourrait augmenter avec le développement de la digitalisation.

Mesures de gestion des risques

En réponse, le Groupe adapte en permanence ses mesures de prévention, de détection et de protection de ses systèmes d'information et de ses données critiques. Ainsi, le Groupe dispose d'un centre opérationnel de sécurité (SOC) agissant au niveau mondial et opéré avec l'assistance de la société Thalès, de contrôles renforcés pour les accès à ses plateformes internes et *cloud*, de dispositifs de prévention d'intrusion sur ses réseaux ainsi que de chiffrement de données et d'une cyber-assurance. Pour se conformer aux réglementations (ex. Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles, Directive européenne n° 2016/1148 sur la sécurité des réseaux et des systèmes d'information), des évaluations sont organisées auprès des sites ou des applications concernées et certaines entités du Groupe ont engagé des démarches de certification de la sécurité de leurs systèmes d'information de type ISO 27001. Les attaques d'amplitude majeure sont gérées par un dispositif spécifique de réponse à cyber-incident et un dispositif de gestion de cyber-crise en relation avec la gestion de crise du Groupe. En lien avec sa politique de contrôle interne et sa politique de sûreté, les mesures de sécurité organisationnelles, fonctionnelles, techniques et juridiques font l'objet de contrôles permanents qui incluent des campagnes de tests (intrusion, *social engineering* et *phishing*, gestion de cyber-crises, etc.) ainsi que des campagnes de sensibilisation.

4 Décorrélation des contrats d'approvisionnement de gaz à long terme et des prix de vente (*)

Les prix des contrats d'achat à long terme peuvent être décorrélés des prix de vente ou des prix des places de marché du gaz (notamment du fait des coûts d'acheminement). Cet écart peut avoir un impact significatif sur les résultats du Groupe. Les contrats à long terme incluent des clauses de révision de prix permettant d'ajuster l'équilibre économique entre le producteur et l'acheteur. La marge achat-vente du Groupe peut donc évoluer en fonction des révisions de prix des contrats de gaz et de l'état du marché du gaz en général.

Mesures de gestion des risques

Les négociations conduites ces dernières années ont permis d'intégrer des indices de marchés dans les contrats à long terme et/ou de réduire le différentiel entre les prix des contrats et ceux des places de marché. Elles ont également permis d'augmenter la fréquence des révisions de prix.

5 Risque d'acte de malveillance sur les patrimoines matériels et immatériels (*)

Les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, peuvent être exposés à des actes de malveillance. L'information, constitutive du patrimoine immatériel du Groupe, qu'elle soit sur support informatique, physique ou même véhiculée verbalement, peut également être exposée à des actes de malveillance.

Mesures de gestion des risques

Pour lutter contre ce type de risques, le Groupe met en œuvre une politique de protection des patrimoines matériel et immatériel, intégrant les domaines techniques (dont informatique), juridiques, managériaux et organisationnels. Concernant le patrimoine matériel, les sites sensibles font l'objet de mesures de protection adaptées au contexte local et révisées selon l'état de la menace réelle.

Concernant l'anticipation des menaces vis-à-vis du patrimoine matériel, le Groupe assure pour le compte des BU :

- une veille permanente et globale de l'ensemble des menaces visant les installations du Groupe. Les éléments recueillis sont transmis au responsable sûreté des BU ou des entités intéressées, chargées de prendre les mesures conservatoires urgentes et pérennes permettant d'assurer la protection des installations visées ;
- une veille globale «risques pays» permanente afin d'anticiper la menace et d'ajuster le niveau des mesures de protection.

En matière de protection du patrimoine immatériel, le Groupe s'adapte en permanence avec pour double objectif de traiter les incidents constatés et de prévenir toute action d'origine interne ou externe, visant à la captation et à l'utilisation frauduleuse d'informations sensibles.

La Direction de la Sûreté a mis en place un processus de remontée des incidents sûreté qui donne lieu à l'établissement d'un rapport trimestriel dont l'analyse permet d'implémenter des actions stratégiques mais également opérationnelles.

2.2.7 Risques sociaux et sociétaux

Le Groupe est également exposé à des risques dont l'impact financier direct est difficile à évaluer mais dont l'impact non financier est jugé significatif. Ces risques sont développés plus en détail dans le Chapitre 3 «Déclaration de performance extra-financière et informations RSE».

1 Risques liés aux ressources humaines (**)

Dans le contexte de son ambitieux plan de transformation (nouvelles activités, digitalisation, etc.), le Groupe pourrait rencontrer des difficultés à disposer des compétences adaptées pour soutenir son développement et à fédérer les collaborateurs autour de son projet d'entreprise.

Le plan de transformation pourrait également entamer l'engagement de collaborateurs conduisant à des attitudes individuelles ou collectives non adaptées au regard des attendus nécessaires à la transformation ou à des situations à risque en termes de bien-être au travail.

Enfin, en France, des projets gouvernementaux de réforme des régimes spéciaux de retraite accroissent le risque de mouvements sociaux dans les entités régies sous le régime des Industries Électriques et Gazières (IEG) (environ 22 000 salariés).

Compétences

Le risque compétences porte autant sur la qualité (adaptation des compétences aux nouveaux métiers) que sur les volumes de compétences (marché de l'emploi en pénurie).

Des enjeux sont identifiés sur le nucléaire en Belgique dans la perspective de l'arrêt programmé de certains réacteurs en 2025 (des techniciens pourraient anticiper leur départ), dans la BU BtoC (liés à la fin des ventes aux tarifs réglementés gaz à l'horizon 2023) et sur les activités de services qui souffrent d'une pénurie de main-d'œuvre.

Adhésion des collaborateurs

L'ampleur et la rapidité de la transformation du Groupe nécessitent d'accompagner les *managers* et collaborateurs pour donner du sens et faire adhérer.

Risque de mouvements sociaux

Les évolutions d'organisation fortes que doivent vivre le Groupe et ses entités dans le cadre de la transformation peuvent être incompréhensibles et anxiogènes et peuvent générer du rejet ou des blocages.

En France, le contexte de réforme des retraites des entreprises au régime des IEG peut générer des tensions sociales.

Mesures de gestion des risques

Compétences

- Le dispositif ENGIE *Skills* permet chaque année de disposer d'une vision globale de l'évolution des métiers et des besoins en compétences du Groupe. Ce dispositif s'articule étroitement avec les deux autres leviers d'accompagnement RH de la transformation que sont ENGIE *Mobility* (pour la France et la Belgique) pour dynamiser le marché interne de l'emploi et ENGIE *Schools*, réseau interne international des écoles métiers du Groupe (voir Section 3.4.1 «Les politiques de développement et de mobilité des ressources humaines»).
- Pour les compétences nucléaires, Electrabel déploie un programme visant à atténuer le risque de pénurie de techniciens. Un pilotage détaillé des besoins et des ressources est mis en place.

- La BU BtoC déploie un programme d'anticipation et d'accompagnement social lié à la fermeture de la Direction des Tarifs Réglementés.
- Pour répondre à la pénurie de main-d'œuvre, le Groupe met en place un programme ambitieux d'accueil d'alternants (10% de l'effectif) et a créé une cellule interne spécialiste du recrutement de populations ciblées.

Adhésion des collaborateurs

- Pour la quatrième année consécutive, le Groupe a reconduit l'enquête d'engagement «ENGIE&Me» afin de mesurer l'adhésion de ses collaborateurs et adapter son plan d'action. En 2019, le taux d'engagement durable est de 80%, stable par rapport à 2018. L'indicateur qui a le plus progressé concerne l'adhésion à la stratégie (+3 pts).
- Par une communication régulière sur l'innovation, les nouveaux *business models* ou les autres sujets liés à la transformation, le Groupe favorise l'échange avec les collaborateurs afin de renforcer l'adhésion.
- Avec le «ENGIE Leadership Way», ENGIE promeut des comportements managériaux favorisant l'innovation et le développement des collaborateurs et a par ailleurs déployé une nouvelle politique de reconnaissance des experts essentiels à sa compétitivité.
- Enfin, le Groupe a élargi à l'Europe la communauté des Ambassadeurs techniciens mise en place fin 2018 en France afin de valoriser la filière technique tant en interne qu'en externe.

Risque de mouvements sociaux

- Au sein des instances représentatives nationales et européenne et à travers des accords collectifs nationaux, européens et mondiaux, ENGIE associe ses partenaires sociaux à la mise en œuvre de son ambition sociale.
- En France, le Groupe participe aux négociations avec les pouvoirs publics sur l'évolution du régime de retraite IEG.

2 Risques éthiques (**)

Les principaux risques identifiés sont : la corruption, l'atteinte aux droits humains, le manquement aux règles de concurrence, d'embargo, la fraude ou l'atteinte aux données personnelles (*Privacy*). Tout manquement aux principes éthiques du Groupe est susceptible de constituer un risque tant juridique, judiciaire que de réputation (voir Note 25 de la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»).

Mesures de gestion des risques

Afin de prévenir la survenance de tels risques, des politiques ainsi que des procédures de compliance éthique sont déployées dans tout le Groupe et sont applicables à l'ensemble de nos entités contrôlées. La Direction Éthique, Compliance & Privacy promeut leur mise en œuvre généralisée au sein du Groupe en s'appuyant sur le *management* et sur le réseau de *Ethics & Compliance Officers* et de *Data Protection Managers* et sur la formation des collaborateurs. Elles concourent à la conformité aux nouvelles lois Sapin II et sur le Devoir de Vigilance ainsi qu'au Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles.

Les risques éthiques et de non-compliance sont analysés annuellement et les plans d'actions définis si besoin. De plus, les risques liés à la corruption et aux droits humains/devoir de vigilance font l'objet d'une évaluation spécifique dans le cadre de la démarche Groupe d'analyse des risques (voir Section 3.8 «Éthique et Compliance»).

Par ailleurs, la politique sur l'analyse des risques éthiques liés aux projets d'investissement et aux grands contrats et le référentiel Droits Humains applicables à l'ensemble du Groupe demandent respectivement aux entités des analyses de risques corruption et droits humains pour tout nouveau projet.

3 Risque de réputation (**)

Le secteur de l'énergie fait l'objet de différents débats publics du fait de sa profonde mutation.

Le Groupe est exposé, directement ou indirectement, à des risques de réputation, notamment lorsque sont mises en cause les valeurs, l'éthique, l'excellence opérationnelle ou la légitimité d'opérateur du Groupe. Une atteinte à la réputation du Groupe pourrait avoir un impact sur ses parts de marché et sa capacité à obtenir de nouveaux contrats.

Mesures de gestion des risques

En tant qu'élément essentiel du patrimoine immatériel du Groupe, la marque «ENGIE» (déposée dans plus de cent pays), fait l'objet d'une surveillance constante visant à la protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe.

Par ses politiques, son organisation, ses procédures et sa gouvernance, le Groupe met tout en œuvre pour prévenir les risques opérationnels (Sections 2.2.6 «Risques industriels» et 2.2.7 «Autres risques opérationnels») et les attaques en dénigrement qui pourraient affecter sa réputation.

Le Groupe procède à une veille externe pour recenser les controverses, y compris celles sur les réseaux sociaux, où son nom est cité afin d'identifier et traiter à la source les problèmes éventuels.

4 Santé et sécurité au travail (*)

Le Groupe a la volonté d'éradiquer les accidents graves et mortels et de poursuivre la réduction des accidents du travail de ses salariés, sous-traitants, et intérimaires (par exemple, chute de hauteur, blessure suite à une manutention ou à l'utilisation d'un outillage, accident de la route en mission), ainsi que les maladies professionnelles.

Mesures de gestion des risques

La politique Groupe Santé-Sécurité a fait l'objet d'accords avec les fédérations syndicales au niveau européen puis mondial. Un plan d'action a été défini pour la période 2016-2020, renforcé par un programme d'actions spécifiques «*No Life at Risk*» visant à développer la culture sécurité, l'engagement et la vigilance de chacun à protéger sa vie et celles des autres, en impliquant tous

ceux qui travaillent pour le compte du Groupe. (voir Section 3.4.6 «Politique de santé et sécurité»).

En 2019, les BU se sont appuyées sur cinq leviers d'engagement pour renforcer la culture sécurité et orienter les pratiques et comportements de chacun :

- la promotion d'une «Culture Juste» (reconnaissance des comportements vertueux et sanction proportionnée à la gravité des écarts constatés) ;
- le développement du *leadership* en santé-sécurité ;
- le développement de la maturité des sous-traitants ;
- la digitalisation des processus et des solutions sécurité ;
- la multiplication des visites managériales de sécurité.

Les hommes et les femmes constituant la principale ressource stratégique du Groupe, celui-ci a la volonté de se préoccuper du bien-être physique et mental de tous ses salariés. En 2019, cette ambition s'est concrétisée par les actions suivantes :

- l'établissement de diagnostics à partir de baromètres et d'enquêtes de climat social ;
- le développement de formations des *managers* sur la prévention des risques psycho-sociaux ;
- la mise à disposition des salariés d'outils d'assistance (via des lignes téléphoniques dédiées) ;
- l'implémentation de campagnes de sensibilisation et de prévention.

5 Sûreté des personnes (*)

L'implantation internationale du Groupe peut exposer un certain nombre de ses collaborateurs, intervenants ou commettants à des risques sanitaires et sécuritaires dont la menace justifie une organisation spécifique intégrant une «veille pays».

Mesures de gestion des risques

Le Groupe conduit une évaluation permanente, partout où il opère, des risques liés au terrorisme, aux conflits armés, aux troubles politiques ou sociaux, à la criminalité organisée ou ordinaire ainsi que, de façon plus générale, à la survenance de situations «non conventionnelles».

Les zones géographiques font l'objet d'une classification à laquelle correspondent des mesures particulières de prévention et de protection. Pour mener à bien cette mission, le Groupe s'appuie sur les services de l'État mais aussi sur des prestataires spécialisés.

Des actions sont mises en œuvre dans l'ensemble des BU. À titre d'illustration sont déployés :

- des outils contribuant à la formation, à l'information au suivi et à l'assistance des collaborateurs ;
- un système d'alerte, d'analyse et de prévention actualisé de façon permanente par des professionnels reconnus avec lesquels le Groupe se coordonne pour la gestion des risques sécuritaires et sanitaires.

2.3 Procédures de contrôle interne

2.3.1 Définitions et objectifs du contrôle interne

Référentiel

Le contrôle interne d'ENGIE s'appuie sur le référentiel COSO II (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) et sur le cadre de référence de l'AMF. Il s'articule autour de cinq dimensions : environnement de contrôle, évaluation des risques, activités de contrôle, information et communication, évaluation et pilotage.

Objectifs du contrôle interne

Le contrôle interne d'ENGIE vise à fournir une assurance raisonnable quant à l'atteinte des objectifs suivants : (i) conformité aux lois et réglementations ; (ii) fiabilité de l'information comptable et financière et (iii) réalisation et optimisation des opérations.

Le contrôle interne s'adapte en permanence aux évolutions de l'organisation et des métiers du Groupe et contribue au déploiement de sa stratégie.

Limites du contrôle interne

Le contrôle interne ne peut fournir une assurance absolue, notamment en raison de possibles dysfonctionnements liés à une erreur ou à une défaillance humaine et d'arbitrages entre les coûts liés à l'éventuelle occurrence d'un risque et le coût des dispositifs censés la prévenir.

Programme INCOME

En s'appuyant sur la matérialité financière et sur une analyse des risques, ENGIE actualise chaque année le périmètre des entités contrôlées les plus significatives faisant l'objet d'un suivi centralisé au travers du programme *INternal COntrol over Management Efficiency* ou INCOME (188 entités en 2019).

2

2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne

2.3.2.1 L'organisation du contrôle interne

L'organisation du contrôle interne est conforme aux principes d'organisation du Groupe, notamment la décentralisation, l'autonomie et la responsabilisation des dirigeants. Dans le cadre des pouvoirs délégués par le Directeur Général, chaque dirigeant de BU et d'entité est ainsi responsable de la mise en œuvre et de la supervision d'un dispositif de contrôle interne conforme au cadre réglementaire applicable et à ses éventuelles spécificités. Rattachée à la Direction Financière, la Direction du Contrôle Interne est en charge de l'animation et de la coordination du dispositif au niveau du Groupe. Elle propose et met à jour un référentiel, une méthodologie ainsi qu'un système d'information centralisant toutes les données relatives au déploiement et à l'évaluation de l'efficacité du dispositif.

2.3.2.2 Éléments du cadre général de conformité

Éthique et Compliance

Conformément à ses valeurs et à ses engagements, ENGIE agit dans le respect des lois et des réglementations en vigueur dans les pays où le Groupe est présent, et ce en toutes circonstances. À cet effet, le Groupe a mis en place une politique éthique orientant les décisions stratégiques, le *management* et l'ensemble de nos pratiques professionnelles. Il s'est également doté des outils nécessaires pour mesurer la conformité à cet engagement (voir Section 3.8 «Éthique et Compliance»).

Recrutement, formation et gestion de compétences

La qualité, l'engagement et la compétence des collaborateurs sont des conditions nécessaires à la maîtrise des opérations du Groupe. Les politiques de recrutement, de formation et de gestion de compétences

sont les éléments importants du dispositif de contrôle interne en assurant dans tous les domaines, notamment ceux nécessitant des expertises spécifiques, le niveau de compétence requis, dans le respect des valeurs du Groupe (voir Section 3.4 «Informations sociales»).

Systèmes d'information

La stratégie Digitale et SI, les politiques et standards de solutions informatiques sont définis par la Direction Digital et des Systèmes d'Information du Groupe (DDSI). La sécurisation des SI des filières et des fonctions centrales du Groupe est sous la responsabilité des Directions Corporate correspondantes, dans le respect de ces politiques et standards. De même, les BU sont responsables de la sécurisation de leur SI sous le contrôle de la DDSI et, pour les systèmes de contrôle industriel (ICS), sous le contrôle conjoint de la Direction *Globale Care* et de la DDSI, qui anime les actions de sécurisation technique de ces ICS et leur raccordement à la plateforme de supervision de cybersécurité du *Global Security Operations Centre*.

Les thèmes importants pour le contrôle interne, tels que la séparation des tâches ou la gestion des droits d'accès, sont pris en compte dès la conception des nouveaux systèmes d'information puis régulièrement revus.

Les Directeurs informatiques des BU sont notamment en charge des plans de reprise d'activité des SI et les RSSI (responsable de la sécurité des systèmes d'information) de BU sont en charge de la cybersécurité.

Politiques et normes internes

L'ensemble des décisions, normes et procédures émises par le *Corporate* définissant les modes de fonctionnement du Groupe est mis à disposition sur son intranet. La Direction Financière met ainsi à disposition l'ensemble des procédures et règles destinées à assurer la fiabilité de l'information comptable et financière applicable aux entités du

Groupe. La Direction du Contrôle Interne met à disposition de l'ensemble des collaborateurs du Groupe les procédures et bonnes pratiques suivantes :

- guides méthodologiques à l'intention des entités relatifs à la définition, l'évaluation et au pilotage d'un dispositif de contrôle interne adapté à la nature de leurs activités ;
- référentiels contrôle interne (61 en 2019) couvrant les processus métiers, support et globaux (par exemple : ventes, achats, paye, système d'information, clôture comptable, taxes, gestion des investissements, trésorerie, protection des données personnelles). Chaque référentiel détaille les risques inhérents ainsi que les contrôles clés destinés à les maîtriser ;
- bonnes pratiques sur des sujets tels que la séparation des tâches, le rôle des administrateurs, la protection des données, etc.

Cet ensemble peut être décliné en tant que de besoin dans les BU et les entités.

2.3.2.3 Les acteurs du dispositif

Les acteurs et leurs rôles respectifs sont présentés selon le modèle des trois lignes de maîtrise, supervisé par les instances de gouvernance d'ENGIE.

Les instances de gouvernance du Groupe

Le Conseil d'Administration s'assure du bon fonctionnement du contrôle interne au sein du Groupe. Le Comité Exécutif définit l'organisation, les responsabilités des dirigeants et veille au respect des délégations de pouvoirs. Un rapport annuel sur l'état du contrôle interne est présenté au Comex et au Comité d'Audit.

La première ligne de maîtrise

Les *managers* opérationnels, responsables du contrôle interne des processus de leurs entités, constituent un élément clé du dispositif. Ils veillent à ce que les activités de contrôle soient effectivement mises en œuvre, analysent les résultats, corrigent les éventuelles déficiences et cherchent à améliorer l'efficacité de leur dispositif.

Les Comités de Direction des BU et des entités sont responsables de la mise en place et de la supervision du contrôle interne couvrant les périmètres de leurs activités. Ils jouent un rôle essentiel dans la qualité de l'environnement de contrôle : promotion des valeurs du Groupe, définition de l'organisation, évaluation des résultats, communication, etc.

La deuxième ligne de maîtrise

Elle est organisée en filières pilotées par les Directions *Corporate* du Groupe.

La Direction Financière est garante du contrôle interne comptable et financier (voir Section ci-dessous). En son sein, le département des

Assurances est impliqué dans le recensement des risques assurables, la prévention des sinistres, la définition et la mise en œuvre des stratégies de couverture.

Le **Secrétariat Général** contribue à sécuriser juridiquement le fonctionnement du Groupe et les décisions de ses dirigeants, notamment dans les domaines suivants : engagements, litiges, arbitrages, études et actions en matière de protection de la responsabilité pénale du Groupe et de ses dirigeants, embargo, droit des sociétés, réglementation financière et boursière, droit de la propriété intellectuelle, droit de la concurrence et de la régulation, droit financier.

Au sein du Secrétariat Général, la **Direction Éthique, Compliance et Privacy** est chargée de la définition des règles d'éthique et de conformité d'ENGIE, ainsi que de la vérification de leur prise en compte, dans le respect des lois et règles en vigueur.

La **Direction de la Relation Sociétale d'Entreprise** veille à la conformité d'ENGIE en matière environnementale, évalue le niveau de maturité environnementale des différentes composantes du Groupe et réalise le *reporting* environnemental réglementaire.

La **Direction du Contrôle Interne** coordonne la mise en œuvre de la politique contrôle interne validée par la Direction Générale. Elle anime un réseau de correspondants en charge, sous la responsabilité des dirigeants des entités, de piloter le contrôle interne et elle organise des sessions de formation et d'information. Elle suit et anticipe les évolutions réglementaires externes ainsi que les évolutions du Groupe afin d'adapter les dispositifs.

La troisième ligne de maîtrise : la Direction de l'Audit Interne

Rattachée directement à la Direction Générale, la Direction de l'Audit interne intervient dans l'ensemble du Groupe selon un plan annuel élaboré à partir de l'analyse des risques, d'entretiens avec les dirigeants opérationnels et pouvant être enrichi à la demande du Comex afin de couvrir des sujets prioritaires pour le Groupe (sujets relatifs à l'éthique, à la protection des données personnelles, etc.). Présenté pour approbation au Comité d'Audit, ce plan est conçu afin de couvrir l'ensemble des entités et permet de vérifier la qualité de l'environnement de contrôle et la maîtrise des activités.

L'Audit Interne contribue également à l'évaluation du contrôle interne couvrant les processus opérationnels et financiers et de la fiabilité des auto-évaluations des contrôles réalisées dans le cadre du programme INCOME.

L'Audit Interne présente ses conclusions aux dirigeants des BU et des entités et rend compte régulièrement au Comex et au Comité d'Audit des principaux constats et de l'avancement des plans d'action associés. Il rencontre régulièrement les Commissaires aux comptes afin de partager les analyses relatives au contrôle interne.

2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière

2.3.3.1 Organisation et acteurs

La Direction des Comptabilités Groupe est en charge du *reporting* financier, de la supervision de l'établissement des comptes sociaux de la société ENGIE, de la mise en œuvre du processus de production des comptes consolidés, et des relations avec les Commissaires aux comptes et les services comptables de l'AMF. Elle établit les principes comptables Groupe et assure leur déploiement afin de garantir la conformité aux normes comptables. Elle veille à l'évolution des normes et à leur incidence sur les comptes du Groupe et adapte les principes en conséquence. Au sein de la Direction des Comptabilités Groupe, deux Directions optimisent le traitement et la résolution de problématiques techniques complexes : la Direction des Consolidations Groupe et la Direction des Normes Comptables. Ces Directions confortent la qualité et l'homogénéité des analyses effectuées et des positions adoptées.

La Direction *Entreprise Performance Management* a pour objectif d'établir des analyses et rapports nécessaires à la Direction Générale pour le pilotage économique et financier du Groupe. Elle établit et maintient le référentiel de contrôle de gestion Groupe et veille à son déploiement au sein des différentes entités. Elle pilote la filière Contrôle de Gestion dans la définition et la mise en œuvre des processus et outils. Elle assure aussi le pilotage du programme de performance du Groupe «*Lean 2021*».

La Direction Solutions Informatiques Filière Finance est une activité régalienne au niveau du *Corporate* pour la stratégie SI de la Fonction Finance, ainsi que pour la détermination et le pilotage des politiques, normes et standards de solutions informatiques propres à la filière. Le déploiement des applications et infrastructures est assuré de manière distribuée dans les BU et Métiers, en conformité avec les politiques définies par le *Corporate*. À ce titre, la DSI Filière Finance veille à la mise en œuvre de la Politique de Sécurité SI Groupe au sein de la filière et suit et planifie les dépenses et investissements SI.

Les entités de *reporting* du périmètre de consolidation utilisent toutes l'application informatique *SAP Business Objects Financial Consolidation* pour la consolidation des comptes et le *reporting* de contrôle de gestion au Groupe. La responsabilité de la gestion de cette application est assumée conjointement par le Centre d'Expertise Outil de Consolidation (pour ce qui relève des missions d'administration, de paramétrage et d'aide à l'exploitation par les utilisateurs) et par la Direction des Systèmes d'Information pour ce qui relève des infrastructures sous-jacentes spécifiques.

La Direction Fiscale Groupe est responsable de la définition et du déploiement de la politique fiscale du Groupe. Elle coordonne la validation des déclarations fiscales, la documentation relative aux prix de transfert et assure le *reporting* unifié des données fiscales. De par son rôle régalién, la Direction Fiscale Groupe a une responsabilité hiérarchique sur l'ensemble des activités de la fiscalité. D'une manière générale, elle est étroitement soutenue par les Directions Financières des BU qui assument des responsabilités fiscales en termes de conformité et de transparence.

La Direction Relations Investisseurs est responsable des relations avec les investisseurs institutionnels ainsi que les analystes «*sell side*». S'agissant des informations de gestion, le Contrôle de Gestion du *Corporate* est l'unique source d'information de la Direction des Relations Investisseurs. Toutes les autres informations issues du processus de *reporting* légal et entrant dans le cadre de l'information réglementée au sens de la réglementation AMF sont fournies par la Direction des Comptabilités. Enfin elle pilote et coordonne le processus de

communication au marché (informations financières trimestrielles, semestrielles et annuelles et opérations majeures) en collaboration avec le Secrétariat Général.

La Direction Financière s'appuie sur la procédure en vigueur «Missions et principes de fonctionnement de la Communication Financière» qui précise les principes de gestion pour la communication financière du Groupe et définit précisément ses activités dans les domaines relatifs aux relations avec les investisseurs et analystes ainsi qu'à la veille de marché.

Au travers des lignes fonctionnelles, l'ensemble de ces directions du *Corporate* supervise le contrôle interne dans leurs domaines respectifs via les Directions Financières des BU, qui sont en particulier responsables de la production des comptes sociaux des entités juridique transcription dans le référentiel IFRS. La consolidation de ces données transcrites en normes IFRS est réalisée par le *Corporate* et la mise en œuvre des procédures de contrôle interne auprès de l'ensemble des filiales opérationnelles et d'un contrôle de gestion décentralisé (voir Section 2.3.3.3 «Processus de fixation des objectifs et pilotage»).

2.3.3.2 Processus de consolidation

La Direction des Comptabilités Groupe est en charge de la production des comptes consolidés en bénéficiant du soutien de l'*Entreprise Performance Management* et du contrôle de gestion des BU. Elle met à jour le manuel des principes comptables et les instructions de clôture diffusées préalablement à chaque phase de consolidation.

Chacun de ces acteurs, sur son périmètre de responsabilité, effectue les contrôles permettant d'assurer la diffusion et la correcte application des normes et des procédures comptables du Groupe. Ce principe de subsidiarité permet la mise en place de contrôles de deuxième niveau sur l'information ainsi préparée au niveau des BU sur les informations qui leur sont communiquées par les entités de *reporting* et au niveau du *Corporate* sur les informations qui lui sont communiquées par les BU.

Le CEO et le CFO de chaque BU s'engagent sur la qualité et l'exhaustivité de l'information financière transmise au Groupe par le biais d'une lettre d'affirmation.

Les échanges avec les Commissaires aux comptes confortent la qualité de l'information financière au regard des normes, notamment pour les situations complexes pouvant laisser place à l'interprétation.

2.3.3.3 Processus de fixation des objectifs et pilotage

Toutes les BU du Groupe produisent annuellement un Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT), un budget et des réestimés. La Direction *Entreprise Performance Management*, rattachée à la Direction Financière, élabore à cette fin des instructions à l'intention de chaque BU détaillant notamment les hypothèses macroéconomiques, les indicateurs financiers et non financiers, le calendrier et la segmentation du périmètre d'activité. Chaque BU a la responsabilité de transmettre ces instructions aux filiales et entités de *reporting* de son périmètre après les avoir complétées d'éventuelles spécificités métier.

Le budget consolidé et le PAMT du Groupe sont présentés en Comité d'Audit et en Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies réunis, puis en Conseil d'Administration.

Le Comité Exécutif valide pour chaque BU les objectifs fixés pour l'année suivante, le budget correspondant et les perspectives au-delà

de l'année en cours issues du processus budgétaire et du Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) sur lesquelles s'appuie le processus de test de dépréciation des écarts d'acquisition et des actifs à long

terme. Le budget consolidé et le PAMT du Groupe sont présentés en Comité d'Audit et en Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies réunis, puis en Conseil d'Administration.

2.3.4 Formalisation et pilotage du contrôle interne

Sur le périmètre du programme INCOME, la supervision du dispositif de contrôle interne s'effectue à plusieurs niveaux :

- les *managers* opérationnels supervisent la bonne mise en œuvre des activités de contrôle de leurs processus, évaluent leurs résultats et remédient aux éventuelles faiblesses détectées ;
- un processus annuel formalisé d'auto-évaluation des contrôles clés avec le support des contrôleurs internes des entités, prenant en compte les processus et l'environnement général de contrôle des entités ;
- l'audit interne contribue à revoir la qualité des auto-évaluations et celle de l'environnement général de contrôle.

Hors périmètre INCOME, les référentiels de contrôle interne et un questionnaire spécifique sont mis à disposition des entités. Ceci permet de couvrir des domaines sensibles tels que la séparation des tâches et la protection des actifs.

Le Groupe met par ailleurs en œuvre un système d'engagement impliquant les dirigeants des BU et des principales Directions Corporate quant à la mise en place, la supervision et l'efficacité d'un dispositif de contrôle interne couvrant leurs périmètres respectifs de responsabilité.

Chaque année se tiennent des réunions entre la Direction du contrôle interne et les Commissaires aux comptes afin de partager les analyses relatives à la qualité des dispositifs existants et d'identifier si besoin les plans d'actions permettant de remédier aux éventuelles faiblesses identifiées.

2.3.5 Actions récentes visant à renforcer le dispositif

Les actions les plus significatives sont les suivantes :

- conception et déploiement d'un référentiel de contrôle interne centré sur la santé, sécurité et sûreté ;
- expérimentation réussie de contrôles automatisés basés sur l'analyse des données et démarrage de leur déploiement à l'échelle du Groupe ;

- mise à disposition des *managers* opérationnels d'outils de prévention de la fraude.

3

Déclaration de performance extra-financière et informations RSE

3

3.1	Responsabilité Sociétale d'Entreprise	64	3.6	Informations sociétales	107
3.1.1	Politique et gouvernance RSE	64	3.6.1	Développement socio-économique dans les territoires	107
3.1.2	Objectifs RSE 2030	64	3.6.2	Dialogue avec les parties prenantes et partenariats	107
3.1.3	Point sur les travaux TCFD	65	3.6.3	Solidarité et lutte contre la précarité.	108
3.1.4	Certification Science Based Targets	65	3.6.4	Fondation d'entreprise ENGIE	108
3.2	Modèle d'affaires	66	3.7	Achats, sous-traitance et fournisseurs	109
3.3	Analyse des principaux risques RSE	68	3.8	Éthique et Compliance	110
3.3.1	Principaux risques environnementaux	70	3.8.1	Organisation et structure	110
3.3.2	Principaux risques sociétaux	72	3.8.2	Évaluation des risques	110
3.3.3	Principaux risques sociaux	73	3.8.3	Textes de référence	110
3.4	Informations sociales	77	3.8.4	Signalement et reporting des incidents éthiques	111
3.4.1	Les politiques de développement et de mobilité des ressources humaines	77	3.8.5	Formations et sensibilisations	111
3.4.2	L'attraction et le recrutement des talents	80	3.8.6	Contrôles et certifications	111
3.4.3	Engagement social : développer une entreprise citoyenne et solidaire	80	3.9	Plan de vigilance	112
3.4.4	Rémunération, épargne salariale et actionnariat salarié	82	3.9.1	Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement	112
3.4.5	Relations sociales	83	3.9.2	Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements	114
3.4.6	Politique de santé et sécurité	83	3.9.3	Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan	115
3.4.7	Données sociales	85	3.10	Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière figurant dans le rapport de gestion Groupe	116
3.5	Informations environnementales	98	3.11	Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales	118
3.5.1	Le cadre législatif et réglementaire	98			
3.5.2	Le management environnemental	98			
3.5.3	Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale	99			
3.5.4	Les actions du Groupe	101			

L'ordonnance n° 2017-1180 du 19 juillet 2017 et le décret n° 2017-1265 du 9 août 2017 ont transposé la Directive européenne 2014/95/UE relative à la publication d'informations extra-financières par les entreprises dite «Directive RSE» via la Déclaration de Performance Extra-Financière (DPEF) amendant ainsi l'article 225 du Code de commerce qui imposait aux entreprises d'intégrer leurs informations sociales, environnementales, sociétales dans leur rapport de gestion.

En application de ces textes, la Déclaration de Performance Extra-Financière du groupe ENGIE est constituée des éléments suivants :

- un descriptif des activités du Groupe présentées de façon synthétique, par grands blocs d'activités en Section 3.2 «Modèle

d'affaires» et de façon plus détaillée en Section 1.3 «Présentation des activités du Groupe» ;

- une analyse des risques RSE relatifs aux domaines retenus par la Directive RSE détaillée dans la Section 3.3 «Analyse des principaux risques RSE» ;
- une présentation de la gouvernance associée présentée en Section 3.1 «Responsabilité Sociétale d'Entreprise» que complètent la politique de diversité au sein du Conseil d'Administration (voir Chapitre 4 «Gouvernance»), le plan de vigilance (voir Section 3.9 «Plan de vigilance») et des règles d'éthique (voir Section 3.8 «Éthique et Compliance»).

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise

Repenser le paysage énergétique mondial est devenu aujourd'hui une nécessité face au réchauffement climatique. L'urgence de réduire l'impact environnemental se traduit par la nécessité de mettre en action

un système énergétique plus décarboné, plus décentralisé, plus digitalisé et plus sobre.

3.1.1 Politique et gouvernance RSE

L'ambition de la politique RSE et des politiques environnementale et sociétale qui en découlent, mises à jour en 2017 et 2018, est d'accompagner le Groupe à ouvrir de nouvelles voies et à créer de la valeur partagée en plaçant l'environnement au cœur de son action, en donnant du sens et en promouvant une autre manière de consommer et de contribuer à l'atteinte des Objectifs de Développement Durable définis par l'ONU.

La Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise (Direction RSE) s'appuie sur un réseau de *Chief Sustainable Officers* par BU complété d'un réseau interne d'ambassadeurs RSE mondial, afin de mobiliser plus amplement les employés sur ces sujets.

Après validation par le Directeur Général Adjoint en charge de la RSE, la Direction RSE présente régulièrement des sujets d'actualité (*Science-Based Target*, *Task force on Climate-related Financial Disclosures*, engagements RSE) et un bilan annuel (notations RSE, objectifs RSE, actions environnementales et sociétales du Groupe et des BU) au CEEDD.

La Direction RSE co-préside le Comité *Green Bond* avec la Direction Financière en charge d'instruire les projets susceptibles d'être financés par les obligations vertes régulièrement émises sur le marché par le Groupe. Elle co-préside également le Comité Devoir de Vigilance (voir Section 3.9 «Plan de vigilance»).

La Direction de la RSE rencontre de nombreuses parties prenantes de manière régulière (ONG, investisseurs, agences de notation, clients, *leaders d'opinion*, etc.) et organise des panels afin de travailler sur la durabilité d'offres, de projets et de services en lien avec les opérationnels du Groupe.

Le Groupe publie chaque année en amont de son Assemblée Générale, un Rapport intégré rendant compte de la performance globale du Groupe en matière financière, environnementale, sociale et sociétale et discuté en amont avec ses parties prenantes.

3.1.2 Objectifs RSE 2030

Début 2020, le Groupe a défini un nouveau jeu d'objectifs RSE à horizon 2030, complétant les objectifs existants à horizon 2020. Ce nouveau jeu d'objectifs s'inscrit dans la nouvelle stratégie du Groupe présentée en 2019 et est constitué de 19 objectifs dont sept seront suivis et présentés chaque année lors de la publication des comptes du Groupe.

Ces sept objectifs, dits de rang 1, sont :

- les émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production électrique, quel que soit le taux de détention des actifs, conformes à la trajectoire SBT avec un objectif de 52 millions de tonnes de CO₂ éq en 2030 ;
- les émissions de GES liées à l'usage des produits vendus conformes à la trajectoire SBT avec un objectif de 43 millions de tonnes de CO₂ éq en 2030 ;
- la présence dans les offres du Groupe d'une proposition alternative contribuant à la décarbonation avec un objectif de 100% en 2030 ; sur ce thème, le Groupe travaille à la définition d'une méthodologie permettant de quantifier les émissions réduites et évitées chez ses clients, afin d'aboutir à un objectif de résultat ;
- la part des fournisseurs préférentiels (hors achats d'énergie) certifiés SBT avec un objectif de 100% en 2030 ;
- le taux de fréquence des accidents avec arrêt des salariés Groupe et des salariés sous-traitants sur sites à accès contrôlé avec un objectif de 2,9 en 2030 ;
- la part des femmes dans le management du Groupe avec un objectif de 50% en 2030 ;
- l'indice d'équité femme/homme avec un objectif de 100/100 en 2030.

3.1.3 Point sur les travaux TCFD

En 2015, le G20 a créé la TCFD (*Task-force on Climate-related Financial Disclosures*), suite à une mission confiée au Conseil de Stabilité Financière pour définir des recommandations quant à la transparence financière des entreprises en matière de risque climat.

Le secteur Finance et Assurance mondial veut pouvoir :

- mieux apprécier les risques liés au climat dans les portefeuilles de financement et d'investissement ;
- éviter le risque de dévalorisation brutale d'actifs et de bulles carbone ;
- apprécier la résilience des entreprises face aux impacts du climat à moyen et long terme et
- mettre en cohérence des allocations de capitaux avec les objectifs de transition pour rester inférieur au scénario de hausse des températures moyennes du globe en dessous de +2 °C.

La version finale de ces recommandations a été publiée en juin 2017.

En octobre 2017, ENGIE a soutenu ces recommandations avec les *leaders* du WEF (*World Economic Forum*) au G20 et a mis en place un groupe de travail interne transverse qui a défini un plan de mise en œuvre de ces recommandations.

Dans le cadre de ce plan, ENGIE a monté un partenariat en 2018 avec l'IPSL (Institut Pierre Simon Laplace) pour identifier la nature des données météorologiques susceptibles d'impacter ses installations et définir les courbes d'évolution de ces données. Pour répondre précisément à la demande des investisseurs, ce partenariat permettra de construire les narratifs correspondants aux scénarios +2 °C et +4 °C.

Plusieurs événements climatiques extrêmes ont ainsi été définis et ont permis d'évaluer des impacts spécifiques aux différentes natures des activités du Groupe et d'identifier les mesures à prendre pour y faire face. A partir de scénarios +2°C et +4°C, ENGIE pourra dimensionner le niveau des plans d'adaptation qui seront à définir et à mettre en œuvre sur les actifs et chiffrer les impacts financiers.

3.1.4 Certification Science Based Targets

L'initiative SBT (Science Based Targets) a pour objet d'inciter les entreprises à une action climatique ambitieuse en validant la conformité de leurs chroniques prévisionnelles d'émissions de CO₂ éq aux engagements de l'Accord de Paris.

Soucieux de sa responsabilité environnementale, ENGIE a soumis en fin d'année 2019 une demande de certification de ses émissions de CO₂ éq aux engagements +2°C de l'Accord de Paris, certification obtenue en février 2020.

Pour cela, le Groupe s'est engagé sur deux points :

- réduire l'intensité carbone de sa production d'électricité (scopes 1 et 3) de 52% d'ici 2030 par rapport à 2017 ;
- réduire les émissions de l'usage des produits vendus (scope 3) de 34% d'ici 2030 par rapport à 2017.

Cette certification crédibilise l'ambition d'ENGIE de devenir le leader de la transition énergétique vers un monde neutre en carbone.

3.2 Modèle d'affaires

L'accélération de la transition énergétique déplace la valeur du secteur vers des activités plus respectueuses de l'environnement et des services plus proches du client final. Elle induit, en outre, la nécessité d'apporter des réponses adaptées à chaque territoire, intégrant la bonne compréhension des situations et des ressources locales. ENGIE s'implique pour sensibiliser et coconstruire avec ses parties prenantes la transition énergétique.

Le modèle d'affaires d'ENGIE comprend une modélisation des activités du Groupe et une modélisation de sa création de valeur liée à ces activités.

Les activités du Groupe, décrites à la Section 1.3 «Présentation des activités du Groupe», peuvent être regroupées en quatre blocs :

- **Solutions clients** lui-même subdivisable en deux parties :
 - les solutions BtoB (*Business to Business*) : ingénierie, installation, efficacité énergétique, vente d'énergie, services intégrés (dont *facility management*),
 - les solutions BtoT (*Business to Territories*) : réseaux de chaleur et de froid, production décentralisée d'énergie, mobilité verte

(GNV, hydrogène), systèmes et plateformes numériques, solutions pour les villes (éclairage, vidéosurveillance, etc.) ;

- **Infrastructures** qui se répartissent en :
 - transport de gaz qui regroupe le transport de gaz par gazoduc, la regazéification de GNL livré par méthanier, le portage de GNL par camion et l'injection de gaz verts,
 - stockage de gaz regroupant le stockage souterrain de gaz et le forage de géothermie,
 - distribution de gaz regroupant la distribution de gaz naturel et l'injection de gaz verts ;
- **Renouvelables** ; éolien, solaire, hydraulique, biogaz, biomasse, ...
- **Thermique** correspondant à la production d'électricité à partir d'énergies fossiles ;

et les **Autres activités** regroupant la fourniture d'énergie et la vente aux clients particuliers et professionnels ou BtoC (*Business to Consumers*), ainsi que les activités de production d'électricité nucléaire.

Le graphique suivant donne les chiffres clés de chaque activité.

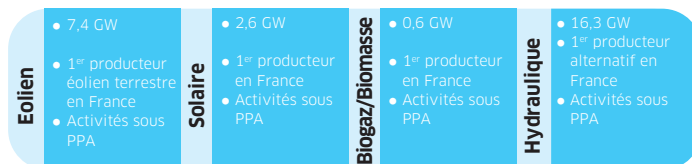
Solutions Clients (1,8 Mds€ soit 17% EBITDA)



Infrastructures globales (4,0Mds€ soit 39% EBITDA)



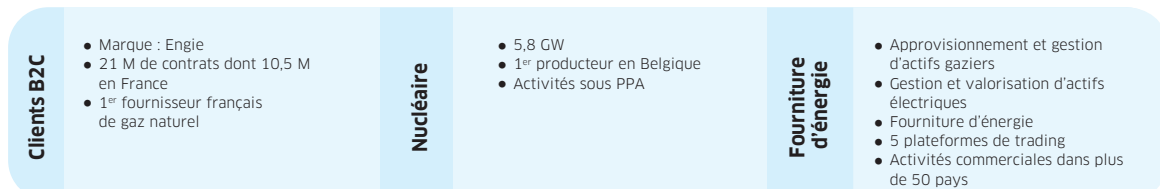
Renouvelables : Production et commercialisation d'électricité (1,7 Mds€ soit 17% EBITDA)



Thermique : Production et commercialisation d'électricité (1,8 Mds€ soit 17% EBITDA)

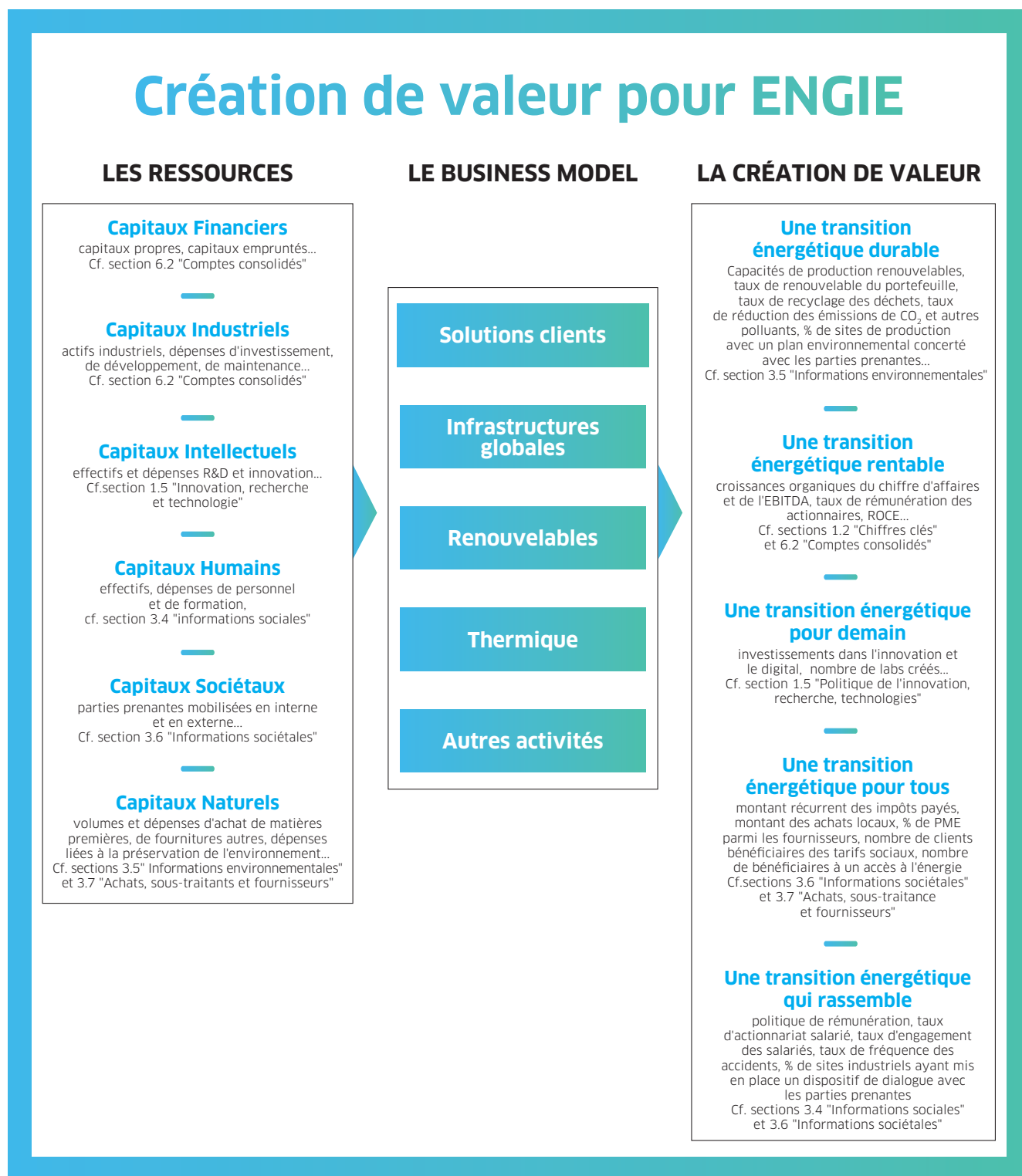


Autres activités (1,0 Mds€ soit 10% EBITDA)



Dans la modélisation de la valeur créée par les activités, l'*International Integrated Reporting Council* (IIRC) recommande de distinguer les ressources mobilisées d'une part et les résultats obtenus d'autre part.

Les quatre blocs d'activités du Groupe (Solutions clients, Infrastructures, Renouvelables, Thermique) et Autres activités mobilisent des capitaux ou des ressources de différentes natures et créent de la valeur selon cinq axes comme illustrée ci-dessous.



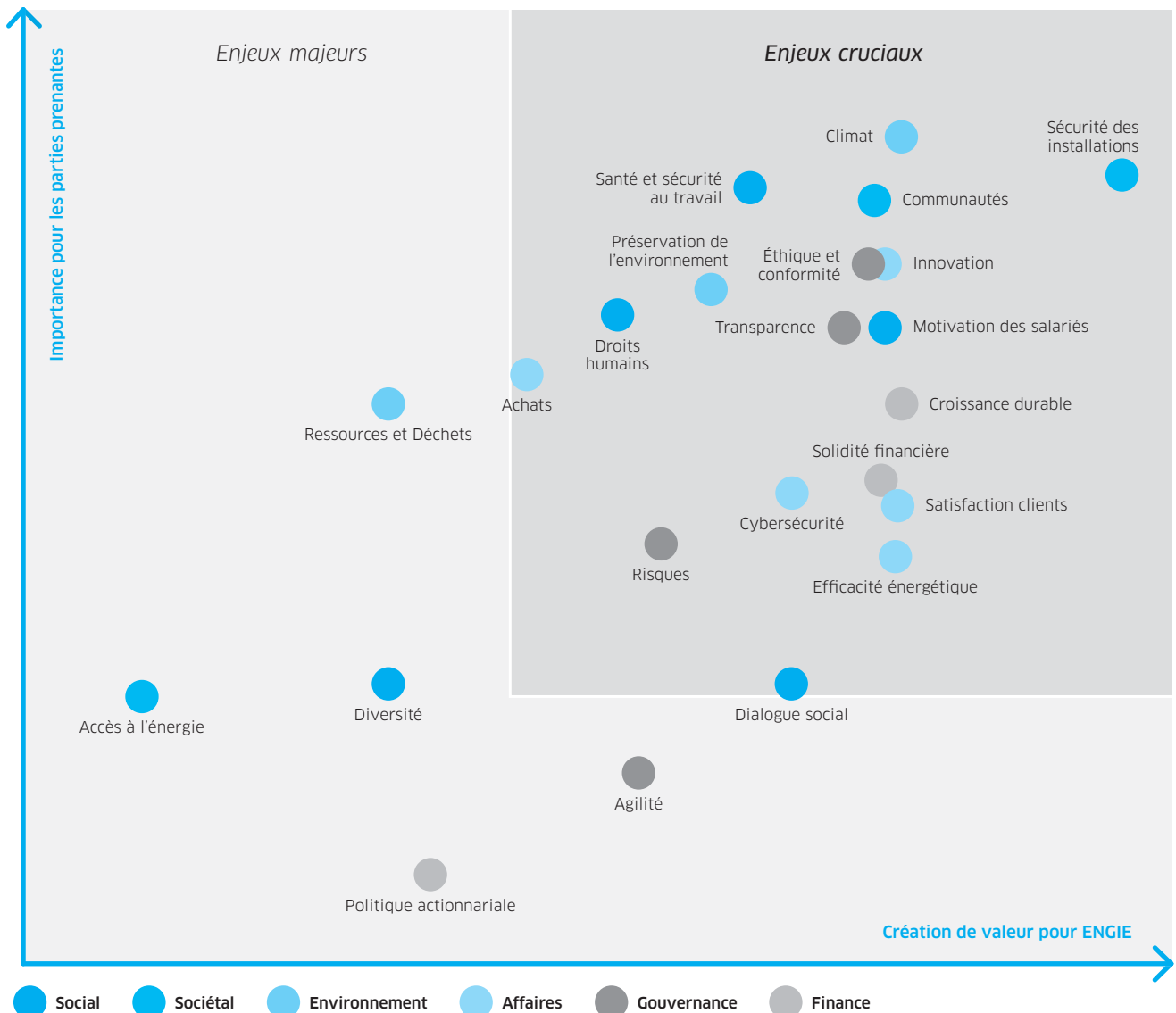
3.3 Analyse des principaux risques RSE

Pour identifier les principaux risques RSE, ENGIE s'est appuyé sur la dernière version (2017) de sa matrice des enjeux, ou matrice dite de matérialité, réalisée pour mieux comprendre les attentes de ses parties prenantes, celles de son management et de mieux cibler ses actions.

Pour établir cette matrice de matérialité, une centaine de personnes ont été consultées à travers un questionnaire en ligne et des entretiens d'approfondissement. La méthodologie retenue et le détail de la consultation sont disponibles sur le site engie.com.

Il en résulte 23 enjeux matériels (18 cruciaux, 5 majeurs, aucun enjeu moyen) de plusieurs types : social, sociétal, environnemental, gouvernance, affaires, finance. Ces 23 enjeux matériels sont positionnés sur la matrice :

- en fonction de leur importance pour les parties prenantes internes ou externes (axe des ordonnées) ;
- en fonction de l'impact en termes de création de valeur pour le management du Groupe (axe des abscisses).



Parmi ces 23 enjeux matériels, 19 enjeux sont des enjeux relevant de la Responsabilité Sociétale des Entreprises (RSE) auxquels on peut rattacher des risques et des opportunités également de nature RSE listés ci-dessous.

Enjeux RSE	Risques	Opportunités
Sécurité des installations Cyber-sécurité	Atteinte à la sécurité des installations Atteinte à la sûreté nucléaire Cyberattaque des systèmes industriels Atteinte au patrimoine	Ventes de services : digitalisation, robotisation, sécurisation et surveillance des sites sensibles
Climat	Contribution au changement climatique Impact du changement climatique sur les activités du Groupe	Ventes de service : énergie renouvelable, efficacité énergétique, consulting en décarbonisation, réseaux de froid et de chaleur
Préservation de l'environnement Ressources et déchets	Pollution du milieu environnant Perte de biodiversité Perte des ressources en eau Pollution atmosphérique Déchets	Ventes de service : réduction de l'empreinte carbone des sites industriels, plan de gestion de l'environnement, programme de restauration de la faune et de la flore
Communauté Transparence Achat Accès à l'énergie	Mauvaise acceptation sociale des activités Mauvaise gestion de grands projets Atteinte à la réputation	Co-construction des offres avec les parties prenantes Pérennisation des activités industrielles Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe Soutien des parties prenantes et ancrage territorial Traitement de la précarité énergétique par des offres adaptées Développement des offres «accès à l'énergie» dans les territoires
Motivation des salariés Dialogue social Agilité	Absence et non adéquation des compétences Mouvements sociaux	Digitalisation améliorant l'efficacité du travail Attrait du Groupe auprès des jeunes sensibles à la neutralité carbone Adaptation aux évolutions des métiers
Innovation	Manque d'adhésion des salariés Perte de compétitivité	Bien-être au travail Motivation des salariés
Diversité	Manque de diversité des salariés	Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe Inclusivité de l'entreprise Reflet de la société
Santé-sécurité au travail	Santé-sécurité au travail Sûreté des personnes dans les déplacements	Bien-être au travail Motivation des salariés
Éthique et conformité	Corruption Non-conformité fiscale	Exemplarité citoyenne du Groupe motivant les salariés
Droits humains	Atteinte aux droits humains	Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe
Efficacité énergétique	Pas de risques matériels	Vente d'énergie <i>as a service</i> Développement du lien de confiance avec le client



Les risques RSE ainsi identifiés à partir des enjeux matériels, constituent les principaux risques RSE au titre de la Déclaration de Performance Extra-financière.

Pour mémoire, le Chapitre 2 «Facteurs de risques et contrôle» du présent document évalue et hiérarchise des risques qui sont des risques matériels spécifiques nets, c'est-à-dire des risques propres aux activités d'ENGIE, pouvant avoir un impact financier à court ou moyen terme dans le cadre de décisions d'investissement concernant ENGIE et qualifiés de nets car supposés matériels même après avoir pris en compte l'impact des mesures prises par le Groupe pour les gérer.

À la différence du Chapitre 2, l'analyse des principaux risques RSE du présent Chapitre prend en considération des risques RSE matériels bruts, c'est-à-dire des risques de nature RSE pouvant avoir des impacts extra-financiers à moyen ou long terme, concernant ENGIE mais pas forcément spécifiques aux activités d'ENGIE et qualifiés de bruts car ils ne tiennent pas compte des mesures de gestion prises par ENGIE. Ceci explique que la liste des risques du présent Chapitre est plus importante que celle retenue au Chapitre 2 précité.

Afin de faciliter leur présentation, ces principaux risques RSE ont été regroupés par enjeu au sein de chaque domaine (environnemental,

sociétal et social). Conformément à la réglementation, ces risques sont analysés au travers : (i) d'un résumé des politiques ou des plans d'actions mis en œuvre pour les limiter ; (ii) des indicateurs mis en place pour les suivre avec parfois des objectifs fixés et (iii) des résultats de ces indicateurs sur trois ans (2017, 2018 et 2019).

Les principaux Objectifs de Développement Durable (ODD) des Nations Unies pouvant être impactés par ces risques ont aussi été indiqués.

Par ailleurs, conformément à la loi du 27 mars 2017, ENGIE a défini un plan de vigilance pour les risques liés aux Droits Humains au sens large, comprenant aussi les aspects santé-sécurité, achats responsables et environnement. Ce plan de vigilance couvre l'ensemble des activités d'ENGIE et de ses filiales contrôlées dans le monde entier ainsi que celles de ses principaux fournisseurs. Ce plan de vigilance est présenté à la Section 3.9 «Plan de vigilance».





Enfin, la Direction de la RSE suit les controverses environnementales, sociales et sociétales, et rend compte régulièrement au COMEX et au Conseil d'Administration via son *reporting* RSE. Elle est en lien avec les ONG pour dialoguer sur ces sujets et pilote des formations internes de «*stakeholder engagement*» afin de réduire leur occurrence dans le futur.

3.3.1 Principaux risques environnementaux

Enjeu : «Sécurité des installations»

Les parties prenantes et le management du Groupe ont identifié la sécurité des installations qui ne se limite pas à la sécurité industrielle, mais inclut la sûreté des installations nucléaires et la cybersécurité des entités et des installations industrielles, comme étant un enjeu crucial pour le Groupe. À cet enjeu peuvent être associés les quatre principaux risques RSE suivants :

- le risque de sécurité industrielle correspondant au risque d'atteinte à l'intégrité des personnes ou des biens du fait des activités opérationnelles du Groupe ;
- le risque de sûreté nucléaire correspondant aux risques spécifiques en cas d'accidents pouvant conduire à des rejets radioactifs issus des centrales nucléaires du Groupe ;
- le risque de cyberattaque des systèmes de commande industriels ;
- le risque d'atteinte aux patrimoines matériel et immatériel c'est-à-dire des actes de malveillance touchant les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, mais aussi ceux touchant l'information, constitutive du patrimoine immatériel du Groupe, qu'elle soit sur support informatique, physique ou même véhiculée verbalement.

Risques	Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2017	Résultats 2018	Résultats 2019	ODD concernés
Sécurité industrielle	<ul style="list-style-type: none"> Politique de santé-sécurité d'ENGIE intégrant la sécurité industrielle Politiques de sécurité industrielle spécifiques aux différentes activités mises en œuvre par les filiales du Groupe Plans d'actions mis en œuvre par les filiales intégrant le retour d'expérience dans une logique d'amélioration continue 	<ul style="list-style-type: none"> Suivi au niveau des filiales des incidents et accidents liés à la sécurité industrielle Évaluation du niveau de maîtrise des risques réalisée au travers de référentiels de contrôle interne dédiés (IND 2 & 3) 	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles ⁽¹⁾	
Sûreté nucléaire	<ul style="list-style-type: none"> Politique de sûreté nucléaire et radioprotection Supervision indépendante de la sûreté nucléaire Plan global de sûreté nucléaire 2016-2020 Exigences minimales portant sur les systèmes de management des acteurs nucléaires 	<ul style="list-style-type: none"> Suivi des incidents significatifs 	Pas d'incident significatif	Pas d'incident significatif	Pas d'incident significatif	
Cyberattaque des systèmes de commande industriels	<ul style="list-style-type: none"> révision de la politique Groupe de sécurité des systèmes de contrôle industriel Référentiel technique de sécurisation Référentiel d'évaluation qualitative du niveau de maturité de la culture cybersécurité des entités 	<ul style="list-style-type: none"> Suivi du taux de sécurisation des sites à sécuriser en priorité (sites critiques et sensibles) Évaluation du niveau de maîtrise du risque réalisée au travers d'un référentiel de contrôle interne dédié (IND 4) 	L'ensemble des sites critiques ont été sécurisés fin 2017 ainsi qu'une majorité des sites sensibles	L'ensemble des sites critiques et sensibles ont été sécurisés fin 2018	Maintien de la sécurisation des sites existants et sécurisation de nouveaux sites conformément aux objectifs	
Atteinte aux patrimoines	<ul style="list-style-type: none"> Politique Groupe de protection des personnes et des patrimoines matériels et immatériels Mesures de prévention et de protection mises en œuvre suivant la criticité de la zone d'implantation Comité Groupe de sécurité de l'information 	<ul style="list-style-type: none"> Suivi des menaces qui pèsent sur le Groupe, en particulier terroristes Suivi des dommages aux patrimoines 	Pas de dommage significatif sur les patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines	




(1) Un incident ou un dommage est considéré comme significatif lorsqu'il conduit à plusieurs blessés sérieux ou graves, ou à un impact de longue durée ou irréversible sur l'environnement. Du point de vue de l'atteinte aux patrimoines, un incident ou un dommage est considéré comme significatif lorsque l'impact financier annuel est supérieur à 1 % de l'EBITDA du Groupe

Enjeu «Climat»

La lutte contre le changement climatique qui inclut la réduction des gaz à effet de serre a été identifiée comme un enjeu crucial par les parties prenantes et le management du Groupe.

À cet enjeu «Climat» peuvent être associés les deux principaux risques RSE suivants :

- le risque lié à la contribution des activités du Groupe au changement climatique ;
- le risque lié à l'impact du changement climatique sur les activités du Groupe.

Risques	Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2017	Résultats 2018	Résultats 2019	ODD concernés
Contribution au changement climatique	La politique environnementale précise les enjeux environnementaux du Groupe dont le changement climatique ; les moyens mis en œuvre par le Groupe pour répondre à ces enjeux et améliorer sa performance ; les éléments de gouvernance qui contribuent à la mise en œuvre de la politique environnementale du Groupe	Afin de réduire son exposition carbone, ENGIE s'est donné pour objectifs à horizon 2020 que :				
		<ul style="list-style-type: none"> le ratio des émissions directes de CO₂ dans la production d'énergie (électricité et chaleur associée) sera réduit de 20% par rapport à 2012 	-18,1%	-28,7%	-43,7%	
		<ul style="list-style-type: none"> la part d'énergies renouvelables dans le mix de capacités de production d'électricité (comptabilisées à 100%, quel que soit le taux de détention) sera de 25% 	23,1%	23,7%	27,8%	
Impact du changement climatique		Le Groupe s'est fixé comme objectif de doter 100% de ses sites cibles (i.e. présentant un risque pour l'environnement selon une approche multicritères intégrant la biodiversité, l'eau, les déchets et la pollution atmosphérique) d'un plan de gestion intégrée de l'environnement élaboré en collaboration avec leurs parties prenantes comprenant l'adaptation des installations du Groupe au changement climatique	61%	75%	86%	







Enjeux «préservation de l'environnement» et «ressources et déchets»

La préservation de l'environnement c'est-à-dire la préservation des sols, de l'eau et de l'atmosphère de toute pollution ainsi que la préservation des ressources et le traitement des déchets afin de protéger la biodiversité et les habitats protégés situés à proximité des installations du Groupe sont des enjeux particulièrement mis en avant par les parties prenantes et le management du Groupe.

A ces enjeux, peuvent être associés les quatre principaux risques RSE suivants :

- le risque de perte de biodiversité ;
- le risque de stress hydrique ;
- le risque de gestion des déchets ;
- le risque de pollution du milieu environnant.

Risques	Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2017	Résultats 2018	Résultats 2019	ODD concernés
Biodiversité		ENGIE s'engage à doter 100% de ses sites prioritaires (c'est-à-dire ceux susceptibles d'impacter la biodiversité en raison de leur proximité d'une zone naturelle protégée) d'un plan d'action pour répondre aux enjeux de préservation de la biodiversité	90%	94%	94%	
Stress hydrique		Le Groupe s'est fixé pour objectif de réduire de 15% son ratio de prélèvement d'eau douce par MWh de production d'énergie par rapport à 2012	-48%	-39%	-61,4%	
		Le Groupe demande à 100% de ses sites situés en zone de stress hydrique extrême de définir des plans d'actions locaux en concertation avec les parties prenantes	Nd	58%	63%	
Gestion des déchets	La politique environnementale rappelle que le Groupe souhaite préserver la biodiversité voire la développer en l'intégrant à sa stratégie et à ses métiers car elle s'applique à tous les risques mentionnées à gauche		81% de déchets non dangereux valorisés	85% de déchets non dangereux valorisés	76% de déchets non dangereux valorisés	
			13% de déchets dangereux valorisés	28% de déchets dangereux valorisés	31% de déchets dangereux valorisés	

Risques	Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2017	Résultats 2018	Résultats 2019	ODD concernés
Pollution atmosphérique		Le Groupe suit les quantités de NOx, SO ₂ et de poussières et a pour ambition de réduire ces polluants atmosphériques				
		NOx	92 209 t	60 412 t	50 408 t	
		SO ₂	159 623 t	118 291 t	129 026 t	
		Poussières	7 353 t	4 873 t	4 544 t	

3.3.2 Principaux risques sociétaux




Enjeux «communautés», «transparence», «achats» et «accès à l'énergie»







Les parties prenantes et le management du Groupe ont identifié comme enjeux cruciaux ou majeurs :

- l'enjeu «communautés» c'est-à-dire le dialogue avec les parties prenantes, l'acceptabilité locale des activités du Groupe, le développement économique local engendré par les activités du Groupe, les actions de partenariat et de mécénat avec la société civile ;
- l'enjeu de «transparence» en matière de gestion de la marque ENGIE, de communication et de gestion des controverses ;
- l'enjeu «achats» qui concerne la sélection des fournisseurs selon des critères ESG, le maintien d'une offre diversifiée de fournisseurs clés afin d'assurer la continuité de la chaîne de production ;
- l'enjeu «accès à l'énergie» qui inclut les offres de produits et services destinées aux populations non desservies, généralement situées dans des pays en voie de développement, la lutte contre la précarité énergétique des populations bénéficiant d'un accès à l'énergie, et plus généralement le soutien à l'économie sociale et solidaire.

A ces enjeux, peuvent être associés les trois principaux risques RSE suivants :

- Le risque de mauvaise acceptation sociétale des activités du Groupe : les activités du Groupe impliquent la détention de divers permis et autorisations dont l'obtention ou le renouvellement auprès des autorités réglementaires compétentes peut impliquer des procédures longues et coûteuses. Le Groupe peut être confronté à l'opposition de la population locale ou d'associations lors de l'installation ou de l'exploitation de certains équipements ;
- Le risque grands projets de non-respect du coût, des délais de construction et de la performance opérationnelle des grands projets industriels ;
- Le risque de réputation : incapacité de l'entreprise à instaurer et conserver la confiance des parties prenantes et à en obtenir les bénéfices qui y sont associés, incapacité à maintenir les valeurs et les normes sociales de l'entreprise y compris chez ses fournisseurs ou sous-traitants, incapacité de l'entreprise et du projet à bâtir et protéger son image de marque, incapacité des projets visant un meilleur accès à l'énergie à atteindre leurs cibles.

Risques	Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2017	Résultats 2018	Résultats 2019	ODD concernés
Mauvaise acceptation sociétale	La politique sociétale du Groupe précise les enjeux sociétaux pour le Groupe, les moyens mis en œuvre pour y répondre, les éléments de gouvernance qui contribuent à sa mise en œuvre	Le Groupe s'est fixé pour objectif d'avoir 100% de ses activités industrielles couvertes par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation avec les parties prenantes	48%	53%	74%	
		Le Groupe met à disposition de ses BU et entités l'outil «Stakeholder Engagement» qui est un référentiel d'autoévaluation basé sur la norme AA1000 – gestion des parties prenantes, produite par l'ONG Accountability				
		Suivi annuel des BU ou entités formées à l'outil	6	6	9	
Grands projets	La procédure d'investissement des projets passant en Comité des Engagements Groupe prévoit une analyse de risques et une matrice d'auto-évaluation de 12 critères RSE établis sur la base des éléments issus des EIA (Environmental Impact Assessment) et des ESIA (Environmental Social Impact Assessment)	Analyse de risques Matrice de 12 critères RSE		Pas d'indicateur		

Risques	Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2017	Résultats 2018	Résultats 2019	ODD concernés
Réputation	Protection de la marque	Le Groupe s'est fixé pour objectif d'avoir un taux de satisfaction client BtoC de 85% en 2020 (* changement de méthodologie en 2019, avec un questionnaire administré par mail et non plus par téléphone conduisant à un abaissement de la satisfaction de 12%)	83%	81%	72% (*)	
	Politique environnementale	Suivi du nombre de plaintes et de condamnations environnementales	13 plaintes et 1 condamnation sans obligation d'indemnisation	24 plaintes et aucune condamnation	10 plaintes et 1 condamnation	
	Charte éthique Code de conduite de la relation commerciale Code de conduite de la relation avec les fournisseurs	Les dysfonctionnements éthiques sont suivis à travers l'outil de reporting éthique INFORM'ethics	175 incidents avérés ou non	218 incidents avérés ou non	282 incidents avérés ou non	
	La politique Achats précise les exigences et les engagements d'ENGIE dans sa relation avec les fournisseurs	Le Groupe s'est fixé pour objectif de doter 100% de ses entités d'un dispositif de gestion responsable de leur chaîne d'approvisionnement en 2020	37%	84%	86%	
	Le Groupe contribue à promouvoir un accès à l'énergie à des populations éloignées des réseaux, notamment en Afrique et via son fond d'impact social Rassembleurs d'Énergies	Le Groupe s'est fixé pour objectif de faire bénéficier 20M de personnes situées dans la base de la pyramide d'un accès à une énergie renouvelable d'ici 2020	2,4 M	3,7 M	8,9 M	
	Plan de vigilance (cf. Section 3.9)					



3.3.3 Principaux risques sociaux

Enjeux «motivation des salariés», «dialogue social», «agilité» et «innovation»






Les parties prenantes et le management du Groupe ont considéré les enjeux «motivation des salariés», «dialogue social» et «innovation» comme étant des enjeux cruciaux. Ces enjeux couvrent la satisfaction, la responsabilisation et le bien-être des salariés, la gestion des talents, la formation, la gestion de la mobilité, la conduite du changement, l'accompagnement de la transformation du Groupe, sa capacité à s'adapter aux changements en innovant ou en utilisant les innovations technologiques disponibles mais aussi à assurer le développement d'une culture managériale collaborative et internationale et un dialogue social de qualité.

Ils ont également identifié l'enjeu «agilité» qui couvre le bon fonctionnement de la gouvernance des instances du Groupe, les modalités efficaces de prise et de suivi des décisions, le plan de

transformation du Groupe, le développement de nouvelles méthodes de travail plus agiles comme étant un enjeu majeur.

A ces enjeux peuvent être associés les deux principaux risques RSE suivants :




- le **risque de compétences** : c'est-à-dire la pénurie de personnes qualifiées, l'indisponibilité de ressources flexibles en fonction des besoins, la perte de connaissance clés en cas de départ par manque de plans de succession ou en raison de conditions plus attrayantes dans la même zone géographique ;
- le **risque de manque d'adhésion ou d'agilité des collaborateurs** dans le cadre de la transformation du Groupe pouvant conduire à des mouvements sociaux.

Risques	Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2017	Résultats 2018	Résultats 2019	Objectif contribuant à un ODD
Manque de compétences	La politique de développement et de mobilité des ressources humaines s'articule autour du dispositif ENGIE <i>Skills</i> qui a pour objectif de gérer de façon anticipée les compétences afin de préparer l'avenir, du dispositif ENGIE <i>Mobility</i> qui favorise les mobilités internes et s'appuie sur ENGIE <i>University</i>	Le Groupe s'est engagé à avoir un taux de salariés formés dans l'année supérieur à 66% d'ici 2020	67,7%	66,1%	69,2%	
		Suivi du nombre d'embauches (CDI et CDD)	23 838	29 754	37 182	
		Suivi du taux de <i>turnover</i> volontaire	5,8%	5,8%	7,1%	
		Le Groupe met en œuvre une politique ambitieuse en faveur de l'innovation et de la recherche & technologies. L'innovation s'appuie sur l'entité ENGIE Fab pour mettre en œuvre de nouveaux business, sur le fonds d'investissement ENGIE <i>New Ventures</i> pour accompagner des start-ups. La recherche & technologies s'appuie sur l'entité ENGIE Research qui regroupe plusieurs Labs et des centres d'expertise et d'ingénierie	Budget de R&D	180 M€	182 M€	189 M€
Manque d'adhésion	Le <i>Leadership Way</i> définit 4 comportements clés – la bienveillance, l'exigence, l'ouverture, l'audace – qui permettent de répondre à 5 objectifs : préparer le futur – développer et responsabiliser – agir et faire bouger les lignes – délivrer la performance – adopter une posture inspirante au quotidien Le Groupe a mis en place des lieux de concertation privilégiés entre la Direction et les représentants du personnel : Comité d'Entreprise européen et Comité Groupe France	Le Groupe s'est engagé à suivre l'engagement du management à travers son enquête annuelle mondiale « <i>ENGIE&Me</i> » et obtenir un taux supérieur à 80% en 2020	78%	79%	80%	
		Ces instances assurent le suivi et la signature d'accords collectifs Groupe	Accord égalité professionnelle	Pas de nouvel accord	Pas de nouvel accord	

Enjeu «diversité»

L'enjeu diversité traite des mesures en faveur de l'égalité des chances et de la promotion des femmes à des postes à responsabilité.

À cet enjeu peut être associé le risque de manque de diversité conduisant à une non-représentativité de la population salariée par rapport à la société dans laquelle le Groupe évolue.

Risques	Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2017	Résultats 2018	Résultats 2019	ODD concernés
Manque de diversité	Politique de diversité du Groupe Label diversité	Le Groupe s'est fixé pour objectif d'avoir 25% de femmes dans ses effectifs en 2020	22,2%	21,1%	20,9%	
		Le Groupe s'est engagé à avoir plus de 33% de femmes nommées cadres dirigeants chaque année jusqu'en 2020	38,5%*	24%**	28%**	
		Le Groupe s'est engagé à avoir un taux de cadres dirigeants internationaux, ni français, ni belges, supérieur à 25% d'ici 2020	21%*	24%**	25,5%**	
* calculé sur le périmètre des TOPEX ; **calculé sur le périmètre du Group Managed Roles (GMR)						

Enjeu «santé et sécurité au travail»

Les parties prenantes et le management du Groupe ont considéré l'enjeu de «santé et sécurité au travail» pour les salariés, les intérimaires, les sous-traitants, ainsi que la qualité de vie au travail comme étant un enjeu crucial. Le Groupe a pour ambition d'éliminer les accidents graves et mortels, notamment en identifiant et éliminant leurs précurseurs, et de réduire le nombre d'accidents du travail.

Risques	Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2017	Résultats 2018	Résultats 2019	ODD concernés
Santé et sécurité au travail	L'accord mondial sur la santé-sécurité au travail reprend les ambitions et orientations de la politique santé-sécurité	Le Groupe s'est fixé pour objectif d'avoir un taux de fréquence des accidents avec arrêt des salariés du Groupe inférieur à 3 d'ici 2020 (au périmètre 2015)	TF salariés de 3,3 pour un objectif de 3,6 (TF de 3,5 au périmètre 2018)	TF salariés de 3,4 pour un objectif de 3,5	TF salariés de 3,7 pour un objectif de 3,9	
	La politique santé-sécurité fixe les principes fondamentaux à mettre en œuvre par l'ensemble des entités d'ENGIE de façon à respecter l'intégrité des personnes et des biens. Elle constitue pour chacun une référence pour que la santé et la sécurité soient intégrées dans toutes les activités du Groupe	Visites managériales de sécurité Identifications des situations et événements à haut potentiel de gravité				
		% des entités du Groupe ayant un processus s'assurant de la formation «aux règles qui sauvent» des sous-traitants	85%	92%	92%	
		% des entités du Groupe ayant un processus assurant l'identification et le traitement des événements à haut potentiel de gravité	90%	93%	95%	
	Accord européen sur l'amélioration de la qualité de vie au travail Plan d'action santé-sécurité 2016-2020 Programme d'actions spécifique «no life at risk» visant à renforcer la culture santé-sécurité	Revue annuelle santé-sécurité réalisés avec chaque BU Suivi des résultats santé-sécurité par le Comex, le CEEDD et le Conseil d'Administration Utilisation par les BU d'un nouveau questionnaire de contrôle interne dédié à la santé-sécurité-sûreté				
	Campagne de communication annuelle Partage du retour d'expérience entre BU et filiales		campagne de communication sur l'arrêt de travail si les conditions de sécurité ne sont pas remplies	campagne de communication sur l'engagement des salariés et sous-traitants «Tous unis pour la sécurité de chacun»	campagne de communication pour la réalisation d'analyse des risques sur le terrain, immédiatement avant de débiter l'activité	
	Règles sûreté pour les déplacements internationaux Accès des salariés au portail médical et sanitaire d'international ISOS Accès des salariés aux analyses et rapports du site <i>Control Risks Group</i> sur les risques pays et au <i>e-learning</i> sur la sûreté des personnes voyageant à l'étranger Règles du Groupe de la culture juste sur la santé-sécurité publiée en 2019 (dispositif de reconnaissance et de sanction juste)	Renforcement des dispositifs de détection des événements Dispositif <i>Travel tracker</i> permettant de suivre les personnes voyageant dans des zones à risque Nouveau système d'alerte à l'attention des personnels sédentaires qui vient compléter le dispositif d'alerte des personnels en mobilité internationale	pas d'évènement significatif	pas d'évènement significatif	pas d'évènement significatif	






Enjeu «éthique et conformité»

Les parties prenantes et le management du Groupe ont considéré l'enjeu «éthique et conformité» comme étant un enjeu crucial. Cet enjeu comprend la conduite responsable des affaires, le respect des règles de concurrence et/ou d'embargo, la lutte contre la corruption, le respect des règles déontologiques dans la conduite des affaires et du *lobbying*, le respect de la fiscalité et de la réglementation associée.

À cet enjeu peuvent être associés les deux principaux risques RSE suivants :

- le risque de corruption à savoir le risque d'un comportement pénalement répréhensible par lequel une personne sollicite ou accepte un avantage en vue d'accomplir un acte entrant dans le cadre de ses fonctions ;
- le risque fiscal, à savoir le risque de non-conformité aux réglementations fiscales, aux obligations de déclaration et à leurs évolutions.


Risques	Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2017	Résultats 2018	Résultats 2019	ODD concernés
Corruption	La politique anti-corruption est basée sur : <ul style="list-style-type: none"> la Charte éthique le guide pratique de l'éthique le référentiel intégrité le référentiel conformité éthique des politiques spécifiques : Évaluations des tiers, consultants commerciaux, cadeaux, invitations, conflits d'intérêts, <i>lobbying</i> notamment et de la relation avec les fournisseurs la clause éthique et RSE dans les conditions générales de ventes 	Dispositif de signalement et <i>reporting</i> des incidents éthiques Dispositif de contrôle Procédure de conformité annuelle via un système de <i>reporting</i> spécifique Programme de contrôle interne INCOME COR4 Audits internes et externes dont l'audit de certification ISO 37001 reçue en 2018 et renouvelé en 2019 Publication annuelle de la Communication sur les progrès du Principe 10 de l'ONU Système de lanceur d'alerte : ethics@engie.com	175 incidents avérés ou non avérés déclarés dans <i>INFORM'ethics</i>	218 incidents avérés ou non avérés déclarés dans <i>INFORM'ethics</i>	282 incidents avérés ou non avérés déclarés dans <i>INFORM'ethics</i> dont 9 concernant des cas de corruption	
		Le Groupe s'est engagé à former ses cadres dirigeants, engagement élargi pour 2019 aux cadres <i>managers</i> (GMR), à la lutte contre la corruption en 2025	94% des cadres dirigeants	91% des cadres dirigeants	91% des cadres dirigeants et 86% des cadres <i>managers</i>	
Fiscal	La politique fiscale définit les règles et principes de paiement des impôts dans les pays où le Groupe opère	<i>Reporting</i> fiscal pays par pays	Voir le tableau de <i>reporting</i> fiscal par pays sur le site internet d'ENGIE	Voir le tableau de <i>reporting</i> fiscal par pays sur le site internet d'ENGIE	Voir le tableau de <i>reporting</i> fiscal par pays sur le site internet d'ENGIE*	

*<https://www.engie.com/finance/fiscalite>

Enjeu «droits humains»

Les parties prenantes et le management du Groupe ont considéré l'enjeu «droits humains» comme étant un enjeu crucial. Cet enjeu inclut le respect des droits des collaborateurs et des communautés locales et le respect des engagements du Groupe dans les relations commerciales.

À cet enjeu peut être associé le risque d'atteinte aux droits humains.

Risques	Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2017	Résultats 2018	Résultats 2019	ODD concernés
Atteinte aux droits humains	Référentiel et politique Droits Humains Plan de vigilance Politique de <i>due diligence</i> éthique (fournisseurs, sous-traitants et partenaires commerciaux)	<i>Check-list</i> sur les risques d'atteintes aux droits humains (revue des risques annuelles de violation des droits humains, voir Sections 2.2.7 et 3.8.2) Rapport de conformité éthique annuel (indicateurs quantitatifs et qualitatifs (voir Section 3.8.6) Dispositif de signalement et <i>reporting</i> des incidents éthiques Suivi du plan de vigilance du Groupe (voir Section 3.9.3)	175 incidents (avérés ou non avérés) déclarés dans <i>INFORM'ethics</i> dont 19% portant sur la responsabilité en matière sociale et droits humains et 4% sur les pratiques en matière RH	218 incidents (avérés ou non avérés) déclarés dans <i>INFORM'ethics</i> dont 34% portant sur la responsabilité en matière sociale et droits humains y compris sur les pratiques en matière RH	282 incidents (avérés ou non avérés) déclarés dans <i>INFORM'ethics</i> dont 0 cas portant sur les droits humains	

3.4 Informations sociales

3.4.1 Les politiques de développement et de mobilité des ressources humaines

À l'écoute de ses parties prenantes, la fonction Ressources Humaines concilie en permanence performance économique, progrès humain et contributions sociétales fortes. C'est une responsabilité nécessaire et complexe qui appelle une fonction RH forte et agile, capable de se transformer pour apporter des réponses concrètes et innovantes aux multiples défis que ENGIE doit relever.

Porté par la double ambition d'être le *leader* de la transition neutralité carbone et de contribuer à un progrès harmonieux pour le plus grand nombre, ENGIE accélère sa transformation. Engagée dans la réussite du projet d'entreprise, la filière RH poursuit trois objectifs stratégiques : développer les compétences dans le Groupe, faire évoluer le *leadership* et construire la culture ENGIE.

Afin de déployer la stratégie du Groupe, ENGIE dispose à tout moment des compétences adaptées à l'évolution de ses besoins. Pour cela, le Groupe doit : (i) anticiper et identifier les besoins des BU et filières métiers ainsi que les tendances émergentes ; (ii) développer et adapter les compétences (montée en compétences, adaptation et parcours de carrière adaptés) à nos nouvelles solutions et enjeux business et (iii) renforcer la capacité du Groupe à attirer, recruter et fidéliser les talents d'aujourd'hui pour demain dans un marché de plus en plus compétitif.

Mais au-delà du développement des compétences, la capacité de transformation d'une organisation tient à celle de ses *leaders* à l'accélérer et à s'y engager de façon durable. Les 43 000 *managers* du Groupe sont engagés dans cette transformation et il leur revient de mobiliser les équipes pour déployer la stratégie. La performance actuelle et future d'ENGIE repose donc sur la capacité à identifier, évaluer et développer les Talents (le programme *Boost !*) qui, au-delà de leur BU, incarnent sans concession le *ENGIE Leadership Way* et portent l'ambition Groupe. Le Groupe accompagne également les dirigeants d'aujourd'hui via de nouveaux programmes de formation (*Co.Leaders Extrême*).

Enfin, la filière RH s'appuie sur les quatre dimensions structurantes de la culture : (i) l'engagement ; (ii) l'orientation client impliquant la coopération ; (iii) la priorité donnée à s'employer au travers du digital (avec à terme une connexion digitale pour tous les collaborateurs) et (iv) la diversité, l'inclusion et le reflet des parties prenantes.

Avec un objectif de 50% de femmes *managers* à horizon 2030 et de 10% d'alternants en 2023 en Europe, la culture du Groupe évoluera et fera de la diversité une signature.

3.4.1.1 La gestion anticipée des compétences pour préparer l'avenir

La transition neutralité carbone et les accélérations technologiques dues à la digitalisation et à l'intelligence artificielle, transforment les métiers des collaborateurs et créent des pénuries de personnel qualifié dans les nombreuses activités, classiques et émergentes, du Groupe.

Pour y faire face, ENGIE conduit une stratégie sociale de montée en compétences et de mobilité de ses collaborateurs dans trois directions : (i) une gestion anticipée des compétences pour préparer l'avenir ; (ii) une mobilité interne renforcée au service de la transformation de l'entreprise et (iii) des objectifs de formation professionnelle pour tous les collaborateurs.

Ces trois priorités sont conduites avec la volonté de favoriser l'enrichissement des tâches, le renouvellement des expériences, la prise en compte des initiatives des collaborateurs et leur responsabilisation qui favorisent leur engagement, leur épanouissement et leur employabilité.

Une politique ambitieuse de formation par alternance permet de s'attaquer durablement à la pénurie de personnel qualifié tout en contribuant à l'émergence d'une économie plus inclusive.

Afin d'anticiper l'évolution des métiers et des besoins en compétences du Groupe, le dispositif *ENGIE Skills challenge* chaque année les BU et entités du Groupe sur leur projection à 3 ans.

Les résultats de l'enquête *ENGIE Skills* ont été déployés cette année à l'ensemble des collaborateurs du Groupe à l'appui d'un film animé qui met notamment en lumière six grandes tendances pour la période 2019-2021, associées à des plans d'action.

Plus spécifiquement ces résultats ont également été partagés lors des «*Executive Leadership Sessions*» avec les équipes de Direction des BU et du Comex du Groupe (ils sont un élément clé pour les BU et les métiers dans leur réflexion stratégique) et auprès des organisations syndicales en Europe qui avaient une forte demande sur ce sujet stratégique. *ENGIE Skills* contribue efficacement au dialogue social.

Parmi les plans d'action mis en oeuvre, on peut notamment citer :

- valoriser la filière technique et dynamiser les possibilités de carrière : la communauté des Ambassadeurs techniciens créée en France en 2018 s'étend à l'international. Ce réseau de 327 ambassadeurs permet de valoriser les métiers tant en interne qu'en externe ;
- renforcer et élargir le *sourcing* en misant sur les potentiels d'apprentissage, à l'appui notamment du développement des passerelles vers les métiers porteurs. 9 passerelles ont été déployées, plus de 220 personnes les ont intégrées depuis 18 mois et un objectif de 500 participants internes/externes est ambitionné en Europe d'ici 2021 ;
- anticiper le développement des métiers «verts» de la transition énergétique avec la construction et le déploiement de dispositifs de formation permettant aux jeunes alternants et aux collaborateurs de s'orienter vers ces métiers d'avenir (Projet *ENGIE Academy*).

3.4.1.2 La mobilité interne au service de la transformation du Groupe

Afin de dynamiser le marché interne de l'emploi, et pour répondre aux enjeux projetés par *ENGIE Skills*, le dispositif *ENGIE Mobility* a un rôle clé dans l'accompagnement des collaborateurs dans leur mobilité interne.

En partenariat avec les BU du Groupe, *ENGIE Mobility* a notamment révisé la Politique Mobilité du Groupe en 2019 avec pour ambition de fluidifier les mobilités internes et de renforcer la culture de la mobilité pour permettre à chaque collaborateur d'imaginer et de construire son avenir au sein du Groupe.

ENGIE est convaincu que la mobilité interne est un levier clé pour le développement des collaborateurs et la performance du business. C'est la raison pour laquelle, le Groupe affirme que chaque candidature

interne doit être considérée en priorité dans un processus de recrutement.

En complément de cette politique, un espace digital dédié à la construction du projet professionnel et à la mobilité a été déployé en 2019 aux collaborateurs en France et a vocation à être accessible pour tous y compris à l'international en 2020.

Plusieurs événements ont par ailleurs contribué à dynamiser le marché de l'emploi interne : six Rencontres Métiers en France, animation des réseaux mobilité dans les territoires, événements locaux dans les agences du Groupe.

En lien avec la volonté de renforcer les talents locaux, ENGIE *Mobility* a également élargi son offre de services à l'accompagnement des mobilités internationales.

ENGIE *Mobility* est enfin régulièrement sollicité, dans le cadre de projets de transformation de certaines organisations, pour apporter son expertise et une offre de services adaptée aux évolutions projetées. ENGIE *Mobility* est ainsi intervenue auprès de la BU BtoC (en particulier auprès de la direction des tarifs régulés), des salariés détachés sur le projet gaz de Touat en Algérie, de la Direction du Dialogue Social de la DRH Groupe dans l'impact de la mise en place des CSE (Comité social et économique) et des salariés titulaires d'un mandat syndical à réintégrer.

3.4.1.3 La formation pour les compétences Clés et l'employabilité des collaborateurs

En 2019, ENGIE *University* a accéléré le déploiement des programmes sur la stratégie du Groupe pour permettre à chaque collaborateur de se l'approprier (*The Zero-Carbon Transition Strategy, «as a service»*), sur la *leadership*, sur la transformation énergétique et sur l'orientation client auprès des *managers* et des dirigeants.

Des parcours spécifiques ont été conçus pour accélérer le développement du potentiel des talents. Cinq campus éphémères, dont quatre à l'international, ont été réalisés en regroupant en un seul et même lieu à chaque fois plus de 20 formations différentes. Ces campus réunissent des centaines de collaborateurs et sont un moyen d'apporter dans les différentes géographies du Groupe les formations portées par ENGIE *University*. Cela répond aux enjeux de décentralisation, de développement des compétences de *leadership* tout en gardant une philosophie Groupe. Ces événements, complémentaires aux formations traditionnelles, sont un levier fort de la culture d'ENGIE, d'engagement et d'appartenance à l'entreprise ainsi que d'appropriation de la stratégie.

ENGIE *University* continue d'accélérer l'usage du digital pour former les collaborateurs. Depuis 2016, les heures de formation par le digital ont été multipliées par 3. Une multiplication des formats et des modalités permet d'offrir de multiples opportunités d'apprentissage aux collaborateurs.

Par ailleurs, la transformation du Groupe implique aussi une évolution de des métiers du Groupe. ENGIE *University*, en complément des écoles métiers, développe des programmes pour permettre aux collaborateurs de monter en compétence sur leur métier quotidien.

Le programme ENGIE *Schools* a été déployé en 2019. ENGIE *Schools* est le réseau interne international des écoles métiers du Groupe. Il regroupe 30 centres de formation internes qui proposent des modules techniques sur mesure en ligne avec les métiers du Groupe. Avec l'objectif d'accompagner la croissance du Groupe à l'international, ce programme vise à accélérer le transfert de compétences techniques dans le monde entier et à élaborer des lignes directrices communes qui cadrent les échanges de formateurs internes techniques occasionnels entre entités. Une première école a été réalisée au Chili en 2019.

Dans le cadre de cette nouvelle dynamique, une plate-forme numérique permettant de partager l'ensemble des contenus des formations internes des entités du Groupe au niveau international est en cours de déploiement. Ainsi, les 171 000 collaborateurs du Groupe (et en particulier les 69% d'entre eux aujourd'hui investis dans une mission technique) auront accès à une offre de formation métiers internationale diversifiée et adaptée. Plus de 2 400 modules de formation sont actuellement disponibles sur la plate-forme, l'objectif étant d'atteindre 100% de partage d'ici 2021.

Par ailleurs, une première *flying school* a été expérimentée en octobre 2019 entre la France, l'Espagne et le Chili. Véritables programmes de formation sur-mesure, les *flying schools* sont des actions de formation entre pairs, interpays, organisées ponctuellement à la demande d'une entité opérationnelle, pour une cible technique déterminée.

À travers cette dynamique d'échange de compétences à l'échelle mondiale, le Groupe entend capitaliser sur ses compétences internes, au service du «bien commun» et d'une prestation homogène offerte au client, quelle que soit son implantation dans le monde.

Enfin dans un contexte de changement individuel et de transformation collective, le Groupe a conçu toute une palette de solutions pour répondre aux besoins des collaborateurs : *coaching*, *mentoring*, formation, développement de l'entrepreneuriat, soutien financier, dispositifs de congés de fin de carrière, etc. Ainsi 69,2% des salariés d'ENGIE ont suivi une formation en 2019.

3.4.1.4 Des politiques de développement ciblées

En 2019, le Groupe a poursuivi le déploiement de l'initiative ENGIE *Boost* qui vise à identifier, développer, et fidéliser les talents à Haut Potentiel à tous les niveaux de l'organisation, afin de les préparer à occuper les rôles les plus stratégiques du Groupe.

D'une durée de 18 à 24 mois, les programmes *Rise!* et *Pulse!* préparent les *leaders* susceptibles de prendre dans un futur proche des responsabilités stratégiques au sein d'ENGIE. Le programme *Up!* bénéficie aux talents à Haut Potentiel internes à chaque BU.

L'intégration dans les programmes *Rise!* ou *Pulse!* est pilotée par les équipes de la Direction des Ressources Humaines Groupe, qui garantissent une démarche cohérente et pertinente à travers des *People Reviews* avec les BU et des outils d'évaluation et de développement.

Cette initiative n'a pas vocation à récompenser la performance ou à être un outil de reconnaissance ; c'est une opportunité offerte aux personnes en vue de développer leur potentiel et d'être dans les meilleures conditions pour une évolution future. C'est aussi l'opportunité de créer une communauté active et diverse de *leaders*, engagés pour le futur d'ENGIE, et qui engagent leurs équipes.

L'année 2019 a vu la réalisation d'une offre de développement spécifique pour ces programmes, ancrée sur la stratégie neutralité carbone et l'incarnation par les *leaders* du «*ENGIE Leadership Way*».

ENGIE *Leadership Way* est central dans les politiques de développement du Groupe. Déployé auprès de l'ensemble des *managers* et décliné dans chacun des processus RH, il apporte force et cohérence notamment en matière de recrutement et sélection, formation et développement personnel, détection de talent, évaluation de la performance et rémunération.

Sur ce dernier volet, depuis 2017, les dirigeants du Groupe voient l'évaluation de leur rémunération variable s'appuyer sur trois composantes :

- une part économique pour 65% du total, basée sur des critères financiers de niveau Groupe et BU ;

- une part individuelle pour 35% du total, basée sur l'implication du dirigeant dans ce collectif en lien avec le ENGIE *Leadership Way* (en termes d'innovation, de coopération, de comportement managérial) ;
- l'éventualité d'un malus maximal de 20% de la cible du bonus déclenché par l'observation de comportements non conformes aux valeurs du Groupe (existence de décès dans des situations de travail ou problèmes éthiques).

Depuis 2018, le dispositif est progressivement étendu à l'ensemble des cadres du Groupe.

Sur le volet développement personnel, la formation *Co.Leader*, pilier du déploiement du ENGIE *Leadership Way*, a été suivie par 25 000 *managers* du Groupe en 2 ans. Ce déploiement se poursuit en s'appuyant également sur l'approche *feed-back 360°*, c'est-à-dire des évaluations à la fois par la hiérarchie, les pairs et les subordonnés sur les dimensions du ENGIE *Leadership Way*. Elle permet la définition de plans de développement au niveau individuel et/ou au niveau collectif.

En complément des actions de formation, ENGIE poursuit la mise en œuvre d'actions ciblées telles que le *coaching* et le *mentoring*, l'attribution de missions ou projets visant à faire vivre des expériences différentes et enrichissantes, l'accompagnement de carrière personnalisé pour les ENGIE *Boosters* et les Dirigeants gérés au niveau du Groupe.

En décembre 2019, le Groupe compte 306 *top managers* (appelés GMR, *Group managed roles*) gérés au niveau du Groupe dont 28% de femmes et 25% de non français ou belges.

2019 a également donné lieu au lancement de la nouvelle politique expert : EXPAND. Cette politique vise à identifier et reconnaître les experts du Groupe, à développer des communautés d'expertise et à en faire des émissaires d'ENGIE à l'intérieur comme à l'extérieur du Groupe. ENGIE valorise tout type d'expertise, qu'elle soit technique, technologique ou fonctionnelle. L'expertise et le développement de ses experts sont essentiels au succès de la stratégie du Groupe et à sa compétitivité. Trois niveaux d'experts ont ainsi été établis – *local*, *key* et *global* –, en fonction de leur périmètre d'impact et de leur exposition.

3.4.1.5 La transversalité et l'innovation RH au service de la performance du Groupe

La réussite du Groupe passe par la mise en place de nouveaux modes de travail et de *management* davantage transverses et décloisonnés à tous les niveaux du *management*.

La DRH s'appuie sur les nouvelles technologies et la digitalisation des outils pour faciliter l'émergence d'une culture commune et accroître la performance.

Parmi les initiatives déployées, on peut souligner le programme *Common HR* qui vise à mettre en place une expérience «*From hire to retire*» digitalisée. Cela passe par :

- la convergence de nos processus RH à travers *OneHR*, le système informatique de gestion des ressources humaines du Groupe pour partager et faciliter l'analyse des informations au service du développement des collaborateurs ;
- l'utilisation progressive de l'Intelligence artificielle ;
- la mise en place d'un portail unique, *My Portal* ;
- la volonté de mettre en place une *data-driven HR line* en collaboration avec le projet *Data@ENGIE*.

Un Comité digital RH a été mis en place pour coordonner les expérimentations lancées dans les BU et au niveau du Groupe autour de thèmes comme la gestion des compétences ou de la *data* RH.

Par ailleurs, la DRH Groupe a reconduit pour la 4^e année consécutive l'enquête d'engagement *ENGIE&Me* auprès des salariés du Groupe, avec un taux de participation de 66%, 16% supérieur à celui de 2018. L'enquête fait état d'un taux d'engagement de 80% (pour un objectif de 90%) stable par rapport à l'année dernière. L'indicateur qui a le plus progressé concerne l'adhésion à la stratégie (+3 pts). La DRH Groupe a identifié des axes de progrès. Un plan d'actions prioritaires sur la contribution de tous à la mise en œuvre de l'objectif neutralité carbone, sur l'inclusion et la diversité, sur l'évolution de carrière et la mobilité est en cours de définition. L'enquête a également permis de mettre en évidence un écart de perception entre les hommes et les femmes notamment vis-à-vis des opportunités de développement et conduira à poursuivre les efforts pour changer la perception des écarts entre les genres.

3.4.2 L'attraction et le recrutement des talents

En 2019, le Groupe a poursuivi ses actions auprès des jeunes, des professionnels expérimentés et des influenceurs pour asseoir son image de Groupe international, au service du monde énergétique de demain, renouvelable, décarboné et digital. Il a mis en valeur l'implication des collaborateurs d'ENGIE, les *Imaginative Builders*, qui se présentent eux-mêmes comme une «communauté» au service du bien commun, pour déployer sa stratégie neutralité carbone.

Des campagnes de recrutement ciblées ont mis l'accent sur les métiers d'avenir du Groupe auprès des populations clés qu'ENGIE recrute (techniciens, métiers en lien avec les énergies renouvelables ou le digital, *Business developer*, etc.) en France et à l'international, notamment à travers l'animation de l'écosystème RH (pages carrières ENGIE.com, *Job boards*, *LinkedIn*, compte *Twitter*, etc.).

Une campagne dédiée à l'alternance et des événements spécialement conçus pour attirer l'attention des femmes sur les métiers du Groupe ont été déployés, en lien avec les engagements forts et structurants pris par ENGIE en 2019 qui visent à accueillir 10% des effectifs en alternance en France et en Europe d'ici 2023 et une proportion de 50% de femmes dans la population des *managers* d'ici 2030.

Le Groupe s'engage par ailleurs à recruter 50% des alternants à l'issue de leur période de professionnalisation à fin 2021 en France. Plus que

jamais, ENGIE fait de l'apprentissage la voie d'excellence vers l'employabilité.

En France, l'engagement sociétal et l'empreinte territoriale du Groupe sont renforcés par les efforts d'inclusion auprès de certaines populations cibles (femmes, techniciens) ou éloignées de l'emploi (personnes en situation de handicap ou issus de quartiers prioritaires).

Pour émerger dans un contexte concurrentiel (guerre des talents), des journées «Recrutement ENGIE» ont eu lieu dans différentes régions de France, mêlant promotion de la mobilité interne au sein du Groupe et recrutement externe.

Par ailleurs, le Groupe a mis en place en 2019 *ENGIE Staffing*, cellule de recrutement interne visant à constituer une filière d'excellence garantissant qualité et efficacité du recrutement à la maille du Groupe en France et être à même de faire face à un marché du recrutement très compétitif.

D'autres événements, comme les *ENGIE People Lab*, accélérateurs d'innovations sociétales, réunissant des talents divers du Groupe et de ses partenaires (comme les Juniors Entrepreneurs) ont également permis d'accroître l'attractivité du Groupe, mêlant des communautés internes et externes pour réfléchir sur des thématiques en lien avec le nouveau monde de l'énergie et les grandes tendances sociétales.

3.4.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne et solidaire

Le Groupe mène une politique volontariste, ambitieuse et innovante en matière de RSE depuis de nombreuses années pour lutter contre les discriminations et promouvoir l'égalité des chances et de traitement. La dimension sociale de la RSE d'ENGIE s'organise autour de 3 axes majeurs qui renforcent son attractivité et sa compétitivité : diversité, insertion, solidarité et lien social. L'innovation sociale s'inscrit comme un axe transverse à l'ensemble des thématiques.

Diversité

La politique diversité conduite par ENGIE depuis 2012 a été reconnue par le renouvellement du label Diversité en octobre 2017, pour une durée de quatre ans, pour l'ensemble des activités du Groupe en France.

ENGIE a signé le plaidoyer européen «*Embrace difference*» sur la diversité et l'inclusion porté par ERT (*European Round-Table of Industrialists*).

Égalité professionnelle et mixité

ENGIE a renouvelé son engagement en matière d'égalité professionnelle en adhérant en septembre 2019 au *Women Empowerment Principles* définis par l'ONU.

En parallèle, l'ambition du Groupe a été renforcée en matière de mixité, portant à 50% la part des femmes *managers* à l'horizon 2030, en complément de l'objectif de 25% de femmes dans les effectifs globaux à fin 2020. À fin 2019, la part des femmes dans le Groupe est de 21%.

Au sein du Comex du Groupe, le taux de femmes est de 30,7% (4 femmes – 9 hommes). Il est de 23,9% parmi le ENGIE 50.

Pour accélérer et soutenir la promotion de la parité hommes-femmes, ENGIE a déployé le projet *Fifty-Fifty* qui vise à déployer des initiatives en la matière.

Les efforts entrepris en 2019 sur l'égalité salariale se sont poursuivis dans toutes les filiales françaises pour améliorer les résultats de «l'Index Pénicaud» publié en France. Cet index sera étendu à l'ensemble du Groupe en 2020. Par ailleurs, un outil d'analyse des écarts de rémunération à niveau égal de responsabilité a été mis à disposition de toutes les BU pour les aider à identifier les facteurs explicatifs d'éventuels écarts et prévoir les actions correctives.

Un dispositif intégré de prévention du sexisme et du harcèlement sexuel a été mis en place en France. Il est constitué de 70 référents formés, d'une ligne d'écoute ouverte à tous, d'outils de communication et de sensibilisation déclinables localement.

Enfin, dans le cadre de son partenariat avec le Laboratoire de l'Égalité, ENGIE contribue, depuis septembre 2019, à l'élaboration d'un pacte pour l'intelligence artificielle qui veille à ce que les nouvelles technologies sous-jacentes aux processus RH qui intègrent de l'Intelligence Artificielle ne soient pas discriminantes.

Pour favoriser la mixité des métiers, ENGIE œuvre à la sensibilisation des jeunes publics afin de les familiariser aux métiers techniques du Groupe via des programmes de partenariat comme «Elles Bougent» dont ENGIE assure la Présidence d'honneur depuis 2019 et «*Girls day and Boys day*» en Belgique et aux Pays-Bas.

Jeunes, Seniors et Intergénérationnel

La Directrice Générale a souhaité faire de l'apprentissage un levier fort de l'employabilité des jeunes en 2019 et a fixé l'objectif ambitieux d'avoir 10% d'alternants en France à fin 2021, et en Europe à horizon fin 2023.

En parallèle, les expériences de mobilité internationale des alternants se sont poursuivies en 2019, principalement dans le sens France/Royaume-Uni, et un projet va être lancé pour répondre aux besoins de mobilité des alternants en *Master* d'ENGIE et structurer cette offre.

ENGIE poursuit ses actions d'intégration à la plateforme d'échanges interentreprises «Engagement Jeunes» dédiée aux alternants en recherche d'un premier emploi dans la continuité du Livre Blanc pour l'accès à l'emploi des jeunes en précarité. ENGIE est aussi engagé dans le «PaQte Avec les Quartiers pour Toutes les Entreprises», et à ce titre, s'est engagé à accueillir 1 000 jeunes par an en stage en dernière année de collège dès décembre 2018.

ENGIE, en partenariat avec L'Alliance For Youth, a participé à Lille en juillet 2019 à la rencontre européenne sur l'éducation et l'entrepreneuriat, à l'occasion des 100 ans de *Junior Achievement*, association qui s'emploie, à développer les compétences entrepreneuriales des jeunes. C'est dans ce cadre qu'ENGIE a renouvelé en France, son soutien à «Entreprendre Pour Apprendre» en mettant à disposition de l'initiative une dizaine de salariés bénévoles du Groupe pour coacher six mini-entreprises dans toute la France et financer 50 «European Skills Pass».

La transmission des savoirs et des compétences est également favorisée par l'aménagement des périodes de fin de carrière et l'incitation à la formation des plus jeunes via des programmes de tutorat tels que «Les maîtres de l'énergie», ainsi que des programmes de *mentoring* et de *reverse mentoring*, c'est-à-dire l'accompagnement individualisé de collaborateurs par d'autres collaborateurs, soit plus seniors, soit plus experts sur un domaine précis.

En parallèle, et pour la huitième année consécutive, ENGIE sensibilise une trentaine de collaborateurs aux problématiques intergénérationnelles en participant au programme Octave, outil puissant d'accompagnement du changement piloté par la société Danone. C'est en s'ouvrant ainsi aux autres entreprises qu'ENGIE développe sa capacité d'innovation.

Diversité religieuse

Parmi les 26 critères légaux du principe de non-discrimination se trouve l'appartenance supposée ou non à une religion. ENGIE s'engage à ce qu'aucun salarié ou candidat ne soit traité de façon défavorable en raison de ses convictions religieuses. Afin d'accompagner les *managers* sur cette thématique, le Groupe a édité en 2015 des repères sur la diversité religieuse dans l'entreprise. En 2019, ce guide a été actualisé et mis à disposition des entités, ainsi qu'une version interactive et un kit d'animation de réunions.

Handicap

Pour ENGIE, les mesures mises en place en faveur des personnes en situation de handicap font partie intégrante des engagements RSE de la Politique RH. Ces engagements qui sont portés au plus haut niveau du Groupe concernent en France le recrutement et l'intégration, l'accompagnement et maintien dans l'emploi, la sensibilisation et la communication et la collaboration avec le secteur protégé.

Ces engagements se concrétisent par la signature d'accords agréés par la DIRECCTE et signés par les partenaires sociaux. Il y a dix accords Handicap en cours de validité en France.

Les premiers accords ont été signés il y a 30 ans. Afin de favoriser l'atteinte des objectifs fixés dans le cadre de ces accords, des moyens financiers et humains sont déployés : environ 3 millions d'euros en 2019

et plus d'une vingtaine de «référénts handicap» appuyés par des relais locaux.

Le taux d'emploi direct d'ENGIE en France était de 4,2% pour un taux global de 4,8% en 2018. En 2019, ENGIE emploie en France plus de 2 800 salariés en situation de handicap et environ 3 400 dans le monde, sachant que la notion de travailleur handicapé est très différente selon les pays.

ENGIE considère l'alternance comme la voie d'excellence pour attirer, recruter et fidéliser les meilleurs tout en diversifiant ses recrutements. L'alternance est donc un formidable levier utilisé par ENGIE pour recruter des jeunes en situation de handicap. ENGIE s'est engagé à faire un effort significatif pour recruter chaque année des alternants en situation de handicap pour tendre vers un taux de 3% à fin 2021 en France, soit plus de 200 alternants en situation de handicap.

Des *sourcings* spécialisés sont réalisés en France pour identifier les profils en situation de handicap ayant les compétences utiles au Groupe.

En ce qui concerne le maintien dans l'emploi, les mesures d'accompagnement mises en place visent à accorder une attention particulière à la situation des salariés en anticipant les risques d'inaptitude, en les conseillant, en mettant en œuvre les mesures leur permettant de travailler dans des conditions adaptées à leurs besoins et en s'assurant de leur évolution de carrière. Trois formes d'accompagnement sont mises à la disposition des salariés en France :

- accompagnement humain : suivi individuel, bilan de compétences, déclaration RQTH, etc ;
- accompagnement technique : siège, écrans, modification de l'accès aux locaux, etc ;
- accompagnement financier : aides pour l'achats de prothèses, de fauteuil, aides aux aidants, etc.

La communication et la sensibilisation sont essentielles afin de faire connaître les dispositions figurant dans les accords, de diffuser les bonnes pratiques en matière de handicap et de lutter contre les stéréotypes. À titre d'exemple, en complément des actions régulières, de nombreuses animations ont été mises en place par les référents dans les entités lors de la semaine européenne de l'emploi des personnes handicapées (SEEPH) en novembre 2019.

Les entités ont également été nombreuses à s'impliquer lors de l'opération *DuoDay* en mai 2019 avec la constitution d'une dizaine de duos : une personne en situation de handicap compose un duo avec un professionnel afin de découvrir son activité : il s'agit d'une immersion dans son quotidien.

Enfin, la collaboration avec le secteur protégé et adapté concrétise la vision inclusive des engagements RSE du Groupe en pérennisant des emplois indirects, favorisant l'économie locale et en encourageant l'insertion et la réinsertion professionnelle.

Les achats réalisés auprès du secteur adapté et protégé représentent en France environ 8,5 millions d'euros.

Insertion, accompagnement vers l'emploi et solidarité

Le Groupe est engagé en faveur de l'insertion sociale et professionnelle des personnes en grandes difficultés ou en situation d'exclusion via :

- le parrainage, destiné à de jeunes étudiants talentueux issus de quartiers défavorisés (bourses d'études, en postbac ou infra-bac, accompagnés par des collaborateurs engagés du Groupe) ;
- l'aide à la création d'emploi via la Fondation Agir Pour l'Emploi (FAPE) d'ENGIE sous l'égide de la Fondation de France et dont les ressources proviennent des dons des salariés et retraités du Groupe

abondés à 100% par leurs entreprises. Depuis sa création en 2013, la FAPE (France et Belgique) a versé plus de 1,6 million d'euros de subventions en faveur de 150 projets œuvrant pour l'accès à l'emploi, la création d'activités et l'insertion des publics les plus fragiles sur l'ensemble du territoire ;

- le Groupe a reconduit le programme «Parcours Emploi Mobilité Sport» (PEMS) en 2019 dans deux territoires : l'Île-de-France avec plus de 80 jeunes et Arras avec 15 jeunes. Ce programme aide les jeunes de 18 à 25 ans issus des quartiers prioritaires (QPV) à intégrer un contrat en alternance. Depuis l'origine de l'action en 2016, ce sont plus de 250 jeunes qui ont été accompagnés avec un taux de sortie positive toujours supérieur à 60%.

ENGIE a signé début 2019 le PAQTE avec le Ministère de la Cohésion des Territoires et pris des engagements en matière d'accueil, de sensibilisation ou d'intégration de 1000 jeunes par an issus des QPV.

Le Groupe SNC Solidarité Nouvelle contre le Chômage ENGIE a été constitué avec 20 bénévoles qui accompagnent par binôme une dizaine de chômeurs de longue durée domiciliés en Île-de-France.

ENGIE soutient l'Observatoire Social International (OSI) et les travaux de ses délégations internationales en Europe, en Chine, en Amérique du Sud et en Afrique.

LGBT+ (lesbiennes, gays, bisexuels, trans et les nouvelles identités)

Dans le cadre de ses actions en faveur de la Diversité, de lutte contre les discriminations, ENGIE a signé, le 6 décembre 2017, la Charte d'Engagement LGBT+ de l'Autre Cercle. En 2019, ENGIE a participé au Baromètre IFOP-L'Autre Cercle qui vise à comprendre les enjeux de la question LGBT+ dans le monde du travail. Cette étude, au périmètre France, permettra d'évaluer la perception des salariés d'ENGIE, quels que soient leur orientation sexuelle ou leur identité de genre concernant l'inclusion de personnes LGBT+ dans leur environnement de travail, et de construire par la suite les actions répondant aux besoins exprimés.

3.4.4 Rémunération, épargne salariale et actionnariat salarié

Les principes de la politique de rémunération

La politique du Groupe est d'offrir à tous une rémunération individualisée, équitable et compétitive sur le marché, et qui reflète la performance et les niveaux de responsabilité de chacun. Le Groupe utilise des informations externes fournies par des cabinets spécialisés pour s'assurer du positionnement par rapport au marché local de référence. Par ailleurs, il s'assure du respect des minima salariaux applicables au sein des différents pays dans lesquels il est implanté.

Dans la continuité de la mise en place en France de l'index d'égalité professionnelle entre les hommes et les femmes, ENGIE met à disposition des BU un outil d'identification et d'analyse des écarts de rémunération et des actions correctives. En France, l'ambition d'ENGIE pour 2019 est d'arriver à 85 points au moins avec l'objectif d'atteindre les 100 points fin 2021 pour une majorité des entités du Groupe.

Parallèlement aux politiques traditionnelles d'épargne salariale Groupe, d'intéressement, de participation et d'actionnariat salarié, ENGIE développe des politiques de partage de la valeur. Une cartographie des minimums de prévoyance a été réalisée en 2019 à l'échelle mondiale toutes catégories socio-professionnelles confondues afin de déployer prochainement un programme de protection sociale minimum auprès de tous ses collaborateurs (ENGIE Care).

La politique d'épargne salariale Groupe

Ces dispositifs sont accessibles aux salariés des sociétés consolidées par intégration globale ou sociétés dont la majorité du capital social est détenue directement ou indirectement par ENGIE S.A.

Plans Épargne

En France, depuis fin 2009, les salariés des sociétés du groupe ENGIE en France peuvent accéder à un dispositif de Plan d'Épargne Groupe (PEG) regroupant les fonds d'actionnariat salarié ainsi qu'une large gamme de supports dédiés d'épargne diversifiée.

Hors de France, des dispositions sont également en place dans certains pays pour permettre aux salariés de constituer une épargne dans des conditions adaptées à leur législation locale.

Plans Épargne Retraite

En France, depuis 2010, chaque salarié du Groupe peut se constituer, à son rythme, une épargne en vue de la retraite en effectuant des versements sur le Plan d'Épargne pour la Retraite Collectif (PERCO) groupe ENGIE.

Hors de France, des plans existent dans certains pays, permettant aux salariés de compléter leur retraite via un apport volontaire dans des conditions favorables.

Épargne Solidaire

En France, le Fonds Commun de Placement d'Entreprise (FCPE) Solidaire ENGIE Rassembleurs d'Énergies Flexible complète la gamme des supports de placement du PEG et du PERCO depuis le début de l'année 2012 et permet aux collaborateurs d'être partie prenante d'une initiative sociale en cohérence avec leurs métiers.

L'intéressement et la participation

En raison de la coexistence de sociétés juridiquement distinctes, il n'y a pas de système unique d'intéressement et de participation pour le Groupe.

Au niveau de la société ENGIE S.A, un accord d'intéressement pour la période 2017-2019 a été signé le 26 juin 2017 avec l'ensemble des organisations syndicales représentatives. Le montant versé en 2019 au titre de l'intéressement 2018 est de 16 273 027 euros. L'accord mettant en place un régime de participation des salariés aux résultats d'ENGIE a été signé le 26 juin 2009. L'application de la formule légale de calcul de la participation au titre de l'exercice 2018 conduit à l'absence de versement en 2019.

L'actionnariat salarié

À fin 2019, les salariés détenaient 3,2% du capital dont 2,4% détenus au travers de Fonds Communs de Placement d'Entreprise (FCPE). Conformément à l'article L. 225-100-3 du Code de commerce, les Conseils de Surveillance desdits FCPE exercent les droits de vote attachés aux titres inscrits à leur actif et décident, le cas échéant, d'apporter ces titres aux offres publiques d'achat ou d'échange.

Les Conseils de surveillance des FCPE sont composés des représentants de porteurs de parts et, pour moitié au plus, des représentants de l'entreprise désignés selon les modalités prévues aux règlements des FCPE. Si le Conseil de surveillance est composé de manière égalitaire, son président, obligatoirement choisi parmi les représentants des porteurs de parts, a une voix prépondérante.

En date du 11 décembre 2019, le plan d'actionnariat salarié Link 2014 auquel 32 000 collaborateurs avaient participé il y a cinq ans est devenu disponible. Les souscripteurs de la formule à effet de levier *Link Multiple 2014* se sont vu régler la contrepartie monétaire de leur investissement.

3.4.5 Relations sociales

Au sein des instances représentatives nationales et européenne et à travers des accords collectifs nationaux, européens et mondiaux, ENGIE associe ses partenaires sociaux à la mise en œuvre de son ambition sociale, ouverte et élargie à la prise en compte des enjeux environnementaux et sociétaux.

Les relations sociales de niveau Groupe s'organisent autour de deux instances représentatives qui sont des lieux de concertation privilégiée entre la Direction et les représentants du personnel.

Le Comité d'Entreprise Européen (CEE)

Composé de 41 membres titulaires représentant les 137 200 salariés répartis en Europe, le CEE a pour objectifs de développer et renforcer le dialogue social européen, garantir une représentation équilibrée entre les pays et les grands métiers du Groupe et développer un dialogue social au niveau de ces grands métiers. Un secrétariat de 13 membres représentant huit pays se réunit tous les deux mois.

En 2019, deux réunions plénières du CEE se sont tenues, complétées de six réunions du secrétariat du CEE et de huit réunions des groupes de travail santé-sécurité, social, stratégie et études.

Le CEE et la Direction Générale ont signé le 28 novembre 2019 une déclaration commune traduisant l'engagement des signataires d'anticiper et d'accompagner les transformations économiques, sociales et organisationnelles liées au développement du digital au sein du Groupe. Ce cadre de référence commun à toutes les entités et tous

les salariés du Groupe vise au maintien et développement des compétences, à la formation aux outils numériques, à l'accompagnement au changement des modes de travail (télétravail, espaces dynamiques, etc.) à la réaffirmation de l'importance de la qualité de vie au travail.

Le Comité de Groupe France

Cette instance qui représente plus de 77 000 salariés en France, est composée de 30 membres titulaires. Le Comité de Groupe France est une instance d'informations avec les représentants des institutions représentatives du personnel des sociétés françaises. En 2019, deux réunions se sont tenues.

Accords collectifs Groupe

ENGIE a proposé aux fédérations internationales d'ouvrir, à partir de fin 2019, la négociation d'un accord mondial portant sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale, ceci afin de renouveler et d'améliorer ses engagements pris en la matière en 2010.

Le dialogue avec les représentants des salariés et les organisations syndicales s'est poursuivi en 2019 à tous les niveaux du Groupe, en particulier avec les groupes de travail du Comité d'Entreprise Européen et les commissions de suivi des différents accords de Groupe.

3.4.6 Politique de santé et sécurité

3.4.6.1 Les résultats

Les résultats en matière de santé-sécurité des salariés du Groupe sont les suivants :

- un taux de fréquence des accidents avec arrêt de 3,7 pour un objectif de 3,9. Ce bon résultat est à apprécier au regard de la transformation actuelle des activités du Groupe vers davantage d'activités de services, plus exposées aux risques pour les personnes, et en moyenne moins matures en culture sécurité que les activités industrielles ;
- un taux de gravité des accidents avec arrêt de 0,21, globalement stable par rapport aux valeurs relevées les années passées.

Le nombre de décès du fait de l'exercice de l'activité professionnelle parmi toutes les personnes travaillant pour le Groupe (salariés Groupe, intérimaires et sous-traitants) a été de 4 ⁽¹⁾ en 2019 sur un périmètre d'activités en hausse par rapport à 2018 et avec une exposition potentielle au risque en augmentation du fait de la transformation des activités du Groupe.

En santé au travail, le nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles a été en 2019 de 120.

(1) et un accident mortel en cours d'investigation pour en déterminer les causes

3.4.6.2 Le dispositif de management santé-sécurité

Les principes fondamentaux de la politique santé-sécurité du Groupe ont été définis en 2010 au travers d'un accord avec les instances représentatives du personnel européennes, et renforcés au travers de l'accord mondial sur la santé et la sécurité au travail du 13 mai 2014.

Les standards et exigences minimaux applicables dans le Groupe sont fixés dans des Règles Santé-Sécurité Groupe.

Pour rendre encore plus visible l'engagement du Groupe pour la santé-sécurité de ses sous-traitants, un nouveau taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt a été suivi en 2019, intégrant les accidents des salariés, mais également ceux des sous-traitants intervenant sur site à accès contrôlé (taux de fréquence « total »).

Par ailleurs, compte tenu de la maturité du processus de détection des situations et événements à forte gravité potentielle (*High Potential - HiPo*), un nouvel indicateur de performance a été élaboré en 2019 : le taux de prévention, ratio entre le nombre de situations et événements à forte gravité potentielle («HiPo»), et la somme du nombre d'*HiPo* et d'accidents avec arrêt ; ce nouvel indicateur qui intègre aussi bien les salariés que les sous-traitants du Groupe, est centré sur l'identification et

l'anticipation des risques, et constitue donc un indicateur «proactif», complémentaire des indicateurs de résultats traditionnels, «réactifs».

En 2019, l'ensemble des BU du Groupe ont renseigné un nouveau questionnaire de contrôle interne dédié la santé-sécurité-sûreté.

Les résultats du Groupe en matière de santé-sécurité au travail et sécurité industrielle sont suivis par le Comex, le Conseil d'Administration et le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD). En 2019, l'ensemble des analyses des accidents de travail mortels ont été présentées au Comex et au CEEDD. Des points réguliers sont également présentés en Conseil d'Administration et en ENGIE 50 qui regroupe l'ensemble des Directeurs des BU et des principales Directions fonctionnelles du Groupe.

Les résultats santé-sécurité font l'objet d'un partage avec les *managers* et la filière santé-sécurité du Groupe, sont portés via la voie managériale au sein des BU et sont mis à disposition de l'ensemble des salariés via l'intranet du Groupe.

Des points périodiques et des revues annuelles sont réalisés avec chaque BU afin d'apprécier l'efficacité des actions mises en œuvre et, notamment en 2019, pour évaluer leur capacité à prévenir les accidents graves et mortels de collaborateurs et de sous-traitants.

L'évolution de la situation liée à l'épidémie de Coronavirus fait l'objet d'un suivi par le Groupe qui met en œuvre les mesures appropriées pour prévenir la contamination de ses salariés, sous-traitants et clients en fonction de l'état de contamination des différents pays où il exerce ses activités.

Les BU ont mis à jour leur Plan de Continuités d'Activités en fonction des caractéristiques de l'épidémie et pris les dispositions adaptées à la situation des territoires dans lesquelles elles sont actives. Par ailleurs, des mesures techniques et organisationnelles ont été mises en œuvre de façon à maintenir au maximum la qualité des prestations délivrées aux clients.

Au niveau de la gouvernance, un comité de pilotage Groupe a été mis en place pour statuer sur les décisions à prendre pour gérer les différents aspects de la crise, préservation de la santé des collaborateurs, intérimaires et sous-traitants, gestion des ressources humaines, communications interne et externe. Des comités de pilotage ont également été mis en place par les BU.

Trois comités de coordination pour les différents pays ont été mis en place pour la France, pour la Belgique et pour les autres pays. Ces comités ont permis d'harmoniser les dispositions prises et d'échanger les informations et les pratiques.

3.4.6.3 Le renforcement de la culture santé-sécurité

Différents dispositifs sont utilisés pour renforcer la culture santé-sécurité des collaborateurs du Groupe et de ses sous-traitants.

Le programme d'actions pour renforcer la culture sécurité de chacun, portant notamment sur la prévention des accidents graves et mortels, intitulé «*No Life at Risk*» s'est poursuivi.

Le Groupe met en œuvre un important programme de formation destiné à développer le *leadership* de ses *managers* en santé-sécurité, c'est-à-dire leur capacité à influencer sur le comportement de sécurité de leurs collaborateurs.

Des investissements importants en matière de formation ont été réalisés en 2019 : 32,6% du nombre total des heures de formation ont été consacrés à la Qualité, à la Sécurité et à l'Environnement (QSE).

Un module d'apprentissage par ancrage mémoriel®, basé sur les connaissances scientifiques les plus récentes en matière de mémorisation et d'intelligence artificielle, a été déployé et permet à

chaque collaborateur de disposer d'un outil d'appropriation des règles majeures à respecter en termes de santé-sécurité-sûreté qui s'adapte en fonction des connaissances restant à acquérir.

La campagne de communication annuelle du Groupe en matière de santé-sécurité a porté en 2019 sur la nécessité de renforcer l'analyse de risques de l'activité juste avant de la débiter pour mieux les maîtriser. Des campagnes de sensibilisation thématiques ont également été déployées par les BU et filiales en fonction des risques les plus importants induits par leurs activités.

L'animation de la filière santé-sécurité fait largement appel aux outils digitaux, avec un important travail de partage à destination des différentes BU et entités : organisation de webinars mensuels thématiques et de présentation du retour d'expériences des accidents mortels, mise à disposition de la filière de différents supports techniques via un espace collaboratif commun (*SharePoint Global Care*).

Une *Newsletter* hebdomadaire, *Prevention News*, reprenant l'essentiel des échanges avec les BU est adressée à l'ensemble de la filière santé-sécurité. Ce document permet de partager à la maille du Groupe l'ensemble des accidents, situations dangereuses significatives et événements à forte gravité potentielle remontés par les BU.

3.4.6.4 La prévention des accidents graves et mortels

Dans le cadre de son plan d'actions pour éradiquer les accidents mortels, le Groupe a défini neuf «Règles Qui Sauvent», qui constituent la dernière barrière avant l'accident grave voire mortel, si toutes les autres barrières techniques et organisationnelles n'ont pas fonctionné.

Par ailleurs, les BU mettent en œuvre une démarche systématique d'identification, d'analyse et de traitement au travers d'un plan d'actions spécifiques des situations et événements à forte gravité potentielle («HiPo»), précurseurs d'accidents graves.

Enfin, il est demandé aux opérateurs d'arrêter leurs activités si les conditions de sécurité ne sont pas réunies (démarche «*Stop the work*»), et d'exercer une vigilance partagée («je suis également vigilant pour la sécurité des autres personnes»).

La volonté ferme du Groupe d'éradiquer les accidents mortels, en particulier de ses sous-traitants, l'a conduit en 2019 à réviser la Règle Groupe sur l'analyse des HiPos et des accidents graves et mortels de façon à simplifier et renforcer ses exigences, et à obtenir une implication accrue de la part des *managers*, des collaborateurs du Groupe et de ses sous-traitants.

Par ailleurs, une nouvelle Règle Groupe sur la promotion d'une culture juste en santé-sécurité a été déployée au sein du Groupe en 2019. Les BU doivent mettre en place un système de reconnaissance des comportements vertueux et de sanction proportionnée des éventuels écarts par rapport aux règles santé-sécurité. Ces dispositions favorisent l'établissement d'un climat de confiance et de transparence, propice à la remontée vers le management des situations dangereuses, incidents et presque accidents, et des bonnes pratiques.

3.4.6.5 Le dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés et les organisations syndicales s'est poursuivi en 2019 à tous les niveaux du Groupe, en particulier avec les instances mondiales et européennes dans le cadre des accords Groupe santé-sécurité. Un groupe de travail émanant du comité d'entreprise européen fait le point deux fois par an des avancées en matière de santé-sécurité au travail et de qualité de vie au travail.

3.4.7 Données sociales

3.4.7.1 Note de méthodologie des indicateurs sociaux

1 Outil

Les indicateurs sociaux sont issus du *Reporting Social Groupe* (RSG). Ils sont définis dans un référentiel commun au Groupe (consultable sur demande).

La collecte, le traitement et la restitution des données saisies par les entités locales, filiales du groupe ENGIE, sont réalisés dans l'outil de consolidation SyGMA conformément au périmètre financier IFRS.

Les indicateurs publiés dans ce rapport concernent les sociétés dont le contrôle en capital et en management est détenu par ENGIE, soit celles consolidées en intégration globale.

Les indicateurs sociaux sont intégrés à hauteur de 100% quel que soit le pourcentage de détention du capital.

2 Périmètre de restitution

Un taux de restitution, fonction de l'effectif couvert, est attaché à chaque indicateur. En effet, certaines données manquantes ou incohérentes sont exclues de la restitution notamment sur certaines entités des zones Amérique du Nord et Asie-Afrique récemment intégrées au Groupe.

Pour la BU Afrique, les données relatives aux rémunérations ont été exclues.

Pour la BU GTT, les données relatives aux rémunérations et à la formation professionnelle ont été exclues.

3 Méthodes de consolidation

Les indicateurs de ce rapport font l'objet d'une consolidation selon des procédures et des critères clairement définis.

Les données de structure, de flux d'effectifs, de conditions de travail, de formation et de sécurité sont consolidées par agrégation.

4 Contrôle interne

Les données sociales sont consolidées et contrôlées successivement par chaque entité opérationnelle et par chaque BU, avant de l'être au niveau de la DRH Groupe.

5 Précisions sur certains indicateurs

a) Emploi

Les données Groupe regroupent celles des 23 BU existantes en 2019 et du Corporate, regroupées en sept secteurs reportables essentiellement zones géographiques de l'activité du Groupe (voir Section 1.3 «présentation des activités du Groupe»).

Les employés administratifs sont comptabilisés parmi les Techniciens Supérieurs/agents de Maîtrise (TSM).

Les entités belges du secteur de l'énergie ne déclarent pas d'Ouvriers, Employés, Techniciens (OET) selon les pratiques du secteur de l'énergie (Electrabel), car contractuellement les collaborateurs peu ou pas qualifiés ont un statut d'employé. Cela peut conduire à une certaine sous-estimation de cette catégorie.

La notion de «Cadre» reste parfois difficile à appréhender hors de France, ce qui peut conduire à une légère sous-estimation, quelques entités pouvant ne retenir que les cadres dirigeants.

b) Mouvements de personnel

Depuis 2017, les indicateurs de cette section sont calculés sur la base du périmètre courant, soit les entités de *reporting* incluses dans le périmètre de consolidation en intégration globale au 31/12/N.

L'indicateur licenciement ne comprend pas les ruptures conventionnelles.

c) Diversité et égalité des chances

Le pourcentage de personnes handicapées déclarées fournit la meilleure information possible sur l'intégration des personnes handicapées. Nous ne considérons pas pertinent de fournir un taux de restitution puisque certaines sociétés ne peuvent collecter cet indicateur en raison de contraintes réglementaires locales.

d) Développement professionnel

Les indicateurs relatifs à la formation professionnelle ne prennent pas en compte le *e-learning*.

Lorsque les données ne sont pas exhaustives dans les délais impartis, un arrêté et une prévision des données manquantes de fin d'année sont réalisés.

e) Organisation du temps de travail

Le travail du personnel au sein des sociétés du Groupe est organisé dans le cadre des durées de travail légales, variables d'une législation nationale à une autre.

L'indicateur jours d'absence par personne est calculé selon la convention Groupe de huit heures de travail par jour.

f) Rémunérations

La politique du Groupe est d'offrir à tous une rémunération individualisée, équitable et compétitive sur le marché et qui reflète la performance et les niveaux de responsabilité de chacun.

En complément, l'évolution des charges de personnel se trouve dans la Section 6.4.4 «Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices».

g) Indicateurs santé-sécurité

Les analyses effectuées dans ce document concernent les entités et activités dont ENGIE a le management opérationnel, quel que soit le mode de consolidation financière.

Le périmètre de *reporting* SST inclut les données des entités cédées au cours d'année jusqu'à leur date de cession.

Concernant l'indicateur nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle, nous ne considérons pas pertinent de fournir un taux de restitution puisque certaines sociétés ne peuvent collecter cet indicateur en raison de contraintes réglementaires locales.

3.4.7.2 Tableaux des indicateurs sociaux

	GRI		GROUPE ⁽¹⁾			AMÉRIQUE DU NORD		
			2019	2018	2017	2019	2018	2017
EMPLOI								
Effectif total ■■	1.A	LA1	171 103	160 301	155 128	3 559	6 010	3 770
Répartition par zone géographique	1.A	LA1						
France	1.A	LA1	77 151	74 961	72 589	0	0	0
Belgique	1.A	LA1	16 835	16 910	16 658	0	0	0
Autres pays d'Europe	1.A	LA1	43 232	42 228	45 266	0	0	0
Total Europe	1.A	LA1	137 218	134 099	134 513	0	0	0
Amérique du Nord	1.A	LA1	6 318	7 380	4 903	3 559	6 010	3 770
Amérique du Sud	1.A	LA1	14 310	7 033	6 147	0	0	0
Asie – Moyen Orient – Océanie	1.A	LA1	9 815	9 092	8 858	0	0	0
Afrique	1.A	LA1	3 442	2 697	707	0	0	0
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par CSP	1.A	LA1						
Cadres ■■	1.A	LA1	42 963	40 131	37 191	1 498	1 680	893
Non-cadres ■■	1.A	LA1	128 140	120 170	117 937	2 061	4 330	2 877
% Cadres	1.A		25,1%	25,0%	24,0%	42,1%	28,0%	23,7%
% Non-cadres	1.A		74,9%	75,0%	76,0%	57,9%	72,0%	76,3%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par type de contrat	1.A	LA1						
CDI ■■	1.A	LA1	90,3%	92,5%	93,3%	98,5%	99,4%	99,2%
Autres ■■	1.A	LA1	9,7%	7,5%	6,7%	1,5%	0,6%	0,8%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pyramide des âges sur l'effectif CDI	1.A	LA1						
Moins de 25 ans	1.A	LA1	3,7%	3,4%	3,1%	4,4%	6,3%	5,6%
25-29 ans	1.A	LA1	9,9%	9,5%	9,5%	10,0%	11,6%	13,4%
30-34 ans	1.A	LA1	13,6%	13,5%	13,5%	12,4%	12,9%	14,6%
35-39 ans	1.A	LA1	15,0%	15,1%	14,6%	12,3%	13,1%	14,7%
40-44 ans	1.A	LA1	13,6%	13,6%	13,5%	12,0%	12,6%	12,5%
45-49 ans	1.A	LA1	13,8%	14,3%	14,7%	13,5%	12,3%	11,9%
50-54 ans	1.A	LA1	13,7%	14,1%	14,2%	13,2%	12,3%	10,8%
55-59 ans	1.A	LA1	11,2%	11,2%	11,5%	11,1%	10,9%	9,2%
60-64 ans	1.A	LA1	4,7%	4,5%	4,6%	7,8%	5,7%	5,2%
65 ans et +	1.A	LA1	0,8%	0,8%	0,9%	3,3%	2,4%	2,1%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Effectif féminin ■■	1.F	LA13	35 720	33 817	34 378	814	1 405	1 256
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

(1) Groupe reprend les 7 secteurs d'ENGIE

(2) Nouvelle formule en 2019

(3) Hors ruptures conventionnelles

(4) L'évolution des taux de gravité n'inclut pas les accidents mortels

(5) 3,4 au périmètre 2018

■■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2019.

	FRANCE HORS INFRASTRUCTURES			FRANCE INFRASTRUCTURES		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
	57 616	55 631	52 478	17 415	17 194	17 032
	54 108	52 470	49 685	17 183	16 970	16 809
	21	0	0	0	0	0
	1 046	913	530	232	224	223
	55 175	53 383	50 215	17 415	17 194	17 032
	46	21	0	0	0	0
	8	8	8	0	0	0
	2 076	1 951	1 890	0	0	0
	311	268	365	0	0	0
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	14 088	13 153	11 758	4 601	4 437	4 245
	43 528	42 478	40 720	12 814	12 757	12 787
	24,5%	23,6%	22,4%	26,4%	25,8%	24,9%
	75,5%	76,4%	77,6%	73,6%	74,2%	75,1%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	91,6%	91,6%	91,9%	94,3%	94,3%	94,3%
	8,4%	8,4%	8,1%	5,7%	5,7%	5,7%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	3,9%	3,4%	3,0%	3,0%	3,3%	3,9%
	10,0%	10,0%	10,4%	10,2%	10,8%	11,4%
	14,0%	14,3%	14,5%	15,4%	15,1%	15,3%
	15,7%	15,7%	15,4%	15,4%	15,6%	14,8%
	13,4%	13,4%	13,4%	14,8%	14,4%	14,5%
	13,8%	14,3%	14,5%	15,0%	14,7%	14,0%
	14,1%	14,4%	14,5%	12,9%	13,0%	13,6%
	11,7%	11,5%	11,4%	10,7%	10,9%	10,6%
	3,1%	2,8%	2,8%	2,5%	2,1%	1,8%
	0,3%	0,3%	0,3%	0,1%	0,1%	0,1%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	9 519	9 190	8 551	4 766	4 553	4 406
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

	GRI	GROUPE*			AMÉRIQUE DU NORD		
		2019	2018	2017	2019	2018	2017
DIVERSITÉ ET ÉGALITÉ DES CHANCES							
Proportion de femmes dans l'effectif ■■	1.F LA13	20,9%	21,1%	22,2%	22,9%	23,4%	33,3%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'encadrement ■■	1.F LA13	23,5%	23,3%	22,9%	22,3%	29,2%	30,8%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Représentation des alternants dans l'effectif⁽²⁾	1.F LA1	3,3%	3,0%	2,9%	0,0%	0,1%	0,0%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de salariés handicapés	1.F	2,0%	2,1%	2,0%			
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI	1.F	14,8%	13,9%	15,7%	11,4%	9,8%	10,2%
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI	1.F	12,2%	13,6%	14,3%	19,4%	21,7%	23,8%
MOUVEMENTS DE PERSONNEL ET EMPLOI							
Nombre d'embauches en CDI	1.A LA2	20 388	18 011	14 339	726	1 246	886
Nombre d'embauches en CDD	1.A LA2	16 794	11 743	9 499	133	74	31
Taux d'embauche	1.A LA2	21,8%	18,9%	15,6%	24,6%	30,3%	24,8%
% de restitution		100,00%	99,38%	99,07%	100,00%	81,68%	61,59%
Taux d'embauche CDI	1.A LA2	54,8%	60,5%	60,2%	84,5%	94,4%	96,6%
% de restitution		100,00%	99,38%	99,07%	100,00%	81,68%	61,59%
Nombre de licenciements⁽³⁾	1.A	5 691	4 101	4 204	216	706	572
% de restitution		100,00%	99,38%	99,07%	100,00%	81,68%	61,59%
Turnover	1.A LA2	11,3%	9,3%	8,4%	22,0%	27,9%	21,0%
% de restitution		100,00%	99,38%	99,07%	100,00%	81,68%	61,59%
Turnover volontaire	1.A LA2	7,1%	5,8%	5,8%	15,8%	11,5%	5,3%
% de restitution		100,00%	99,38%	99,07%	100,00%	81,68%	61,59%
DÉVELOPPEMENT PROFESSIONNEL							
Pourcentage d'effectif formé ■■	1.E LA10	69,2%	66,1%	67,7%	31,9%	67,3%	17,7%
% de restitution		97,42%	95,00%	97,57%	45,71%	13,47%	17,95%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	1.E LA10	18,5%	18,4%	17,6%	25,5%	16,4%	5,5%
% de restitution		97,42%	95,00%	97,57%	45,71%	13,47%	17,95%
Pourcentage de cadres et de Non-cadres dans l'effectif formé :							
Cadres	1.E LA10	24,0%	25,0%	24,6%	18,6%	13,0%	7,7%
Non-cadres	1.E LA10	76,0%	75,0%	75,4%	81,4%	87,0%	92,3%
% de restitution		97,42%	95,00%	97,57%	45,71%	13,47%	17,95%

(1) Groupe reprend les 7 secteurs d'ENGIE

(2) Nouvelle formule en 2019

(3) Hors ruptures conventionnelles

(4) L'évolution des taux de gravité n'inclut pas les accidents mortels

(5) 3,4 au périmètre 2018

■■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2019

	FRANCE HORS INFRASTRUCTURES			FRANCE INFRASTRUCTURES		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
	16,5%	16,5%	16,3%	27,4%	26,5%	25,9%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	22,2%	21,6%	21,1%	32,5%	31,9%	31,4%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	6,2%	5,0%	4,8%	5,8%	5,5%	5,4%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	3,7%	3,8%	3,6%	3,6%	3,6%	3,4%
	16,6%	17,3%	18,8%	22,9%	28,2%	29,4%
	9,3%	8,4%	8,8%	2,8%	3,2%	4,4%
	6 535	5 840	4 183	705	592	742
	4 756	5 476	4 423	654	651	586
	19,8%	20,6%	16,5%	7,9%	7,3%	7,8%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	57,9%	51,6%	48,6%	51,9%	47,6%	55,9%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	861	809	876	25	19	23
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	7,5%	7,5%	6,5%	1,3%	1,1%	0,7%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	5,0%	4,9%	3,7%	1,1%	0,9%	0,5%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	63,7%	63,3%	70,5%	67,8%	78,8%	75,2%
	98,46%	99,97%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	12,4%	12,8%	12,6%	23,1%	26,0%	21,4%
	98,46%	99,97%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	23,4%	22,6%	22,8%	24,2%	21,8%	20,4%
	76,6%	77,4%	77,2%	75,8%	78,2%	79,6%
	98,46%	99,97%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

	GROUPE*			AMÉRIQUE DU NORD			
	GRI	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Nombre total d'heures de formation	1.E LA10	3 271 154	3 069 973	3 082 644	9 804	5 097	10 541
% de restitution		97,42%	95,00%	97,57%	45,71%	13,47%	17,95%
Répartition des heures de formation par thème	1.E LA10						
Technique des métiers		38,9%	40,8%	45,2%	77,4%	21,0%	50,1%
Qualité, environnement, sécurité		32,6%	32,0%	31,7%	4,5%	20,6%	39,0%
Langues		2,0%	2,8%	2,9%	1,5%	2,5%	0,0%
Management et développement personnel		15,0%	17,4%	13,0%	6,3%	2,6%	2,8%
Autres		11,4%	7,0%	7,1%	10,4%	53,4%	8,0%
% de restitution		97,42%	95,00%	97,57%	45,71%	13,47%	17,95%
Nombre d'heures de formation par personne formée	1.E LA10	28	31	30	19	11	16
% de restitution		97,42%	95,00%	97,57%	45,71%	13,47%	17,95%
Nombre d'heures de formation par femme formée	1.F LA10	25	27	27	5	9	29
% de restitution		97,42%	95,00%	97,57%	45,71%	13,47%	17,95%
Dépenses de formation par heure de formation (en euros)	1.E LA10	31	29	34	11	10	12
% de restitution		97,42%	95,00%	97,57%	45,71%	13,47%	17,95%
Dépenses de formation par personne formée (en euros)	1.E LA10	879	885	1 036	212	109	199
% de restitution		97,42%	95,00%	97,57%	45,71%	13,47%	17,95%
CONDITIONS DE TRAVAIL							
Jours d'absence par personne	1.B LA7	12	13	12	5	6	3
% de restitution		99,13%	95,90%	98,32%	81,38%	29,65%	48,92%
Heures supplémentaires	1.B LA7	3,1%	3,0%	3,0%	5,0%	3,8%	4,4%
% de restitution		99,13%	96,39%	98,62%	81,38%	38,79%	61,59%
DONNÉES SANTÉ SÉCURITÉ							
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)		2	4	1	0	0	0
% de restitution		100%	100%	100%	100%	100%	100%
Taux de fréquence (collaborateurs)		3,7⁽¹⁾	3,4	3,3⁽²⁾	1,73	1,00	0,69
% de restitution		100%	98%	99,08%	100%	100%	65%
Taux de gravité⁽⁴⁾ (selon référentiel français)		0,21	0,19	0,20	0,11	0,03	0,08
% de restitution		100%	98%	99,08%	100%	100%	65%
Taux de gravité⁽⁴⁾ (selon référentiel OIT)		0,14	0,13	0,13	0,09	0,03	0,01
% de restitution		100%	98%	99,08%	100%	100%	65%
Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle		120	91	76	0	0	2
% de restitution		100%	86%	89%	100%	100%	100%

(1) Groupe reprend les 7 secteurs d'ENGIE

(2) Nouvelle formule en 2019

(3) Hors rupture conventionnelle

(4) L'évolution des taux de gravité n'inclut pas les accidents mortels

(5) 3,4 au périmètre 2018 (hors sociétés intégrées en 2019)

■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2019

	FRANCE HORS INFRASTRUCTURES			FRANCE INFRASTRUCTURES		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
	897 165	950 527	1 018 716	586 894	582 986	531 107
	98,46%	99,97%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	34,0%	34,0%	36,2%	41,2%	45,5%	51,5%
	42,5%	45,5%	43,3%	17,4%	17,3%	18,6%
	1,4%	1,6%	1,8%	0,7%	1,6%	1,5%
	13,3%	12,4%	11,9%	22,3%	31,3%	23,1%
	8,8%	6,5%	6,8%	18,4%	4,2%	5,3%
	98,46%	99,97%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	25	27	28	50	43	42
	98,46%	99,97%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	24	24	25	46	38	38
	98,46%	99,97%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	38	27	31	41	49	57
	98,46%	99,97%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	946	735	857	2 044	2 113	2 366
	98,46%	99,97%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	13	13	13	15	16	16
	99,22%	99,97%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	1,5%	1,8%	1,6%	2,8%	2,4%	2,5%
	99,22%	99,97%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
	0	1	1	0	1	0
	100%	100%	100,0%	100%	100%	100%
	5,25	5,22	5,38	2,13	2,47	2,20
	100%	100%	100,0%	100%	100%	100%
	0,36	0,34	0,38	0,10	0,12	0,11
	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	0,21	0,20	0,22	0,08	0,07	0,09
	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	108	82	68	0	1	1
	100%	100%	100%	100%	81%	100%

	GRI		RESTE DE L'EUROPE			AMÉRIQUE LATINE		
			2019	2018	2017	2019	2018	2017
EMPLOI								
Effectif total ■■	1.A	LA1	54 276	54 020	56 209	14 867	7 407	6 446
Répartition par zone géographique	1.A	LA1						
France	1.A	LA1	174	306	263	0	0	0
Belgique	1.A	LA1	14 101	14 241	13 872	0	0	0
Autres pays d'Europe	1.A	LA1	40 001	39 408	41 842	0	0	0
Total Europe	1.A	LA1	54 276	53 955	55 977	0	0	0
Amérique du Nord	1.A	LA1	0	65	232	1 123	979	844
Amérique du Sud	1.A	LA1	0	0	0	13 744	6 428	5 602
Asie – Moyen Orient – Océanie	1.A	LA1	0	0	0	0	0	0
Afrique	1.A	LA1	0	0	0	0	0	0
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par CSP	1.A	LA1						
Cadres ■■	1.A	LA1	10 220	9 866	9 442	1 811	1 556	1 016
Non-cadres ■■	1.A	LA1	44 056	44 154	46 767	13 056	5 851	5 430
% Cadres	1.A		18,8%	18,3%	16,8%	12,2%	21,0%	15,8%
% Non-cadres	1.A		81,2%	81,7%	83,2%	87,8%	79,0%	84,2%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par type de contrat	1.A	LA1						
CDI ■■	1.A	LA1	93,6%	93,6%	94,1%	70,2%	91,8%	92,6%
Autres ■■	1.A	LA1	6,4%	6,4%	5,9%	29,8%	8,2%	7,4%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pyramide des âges sur l'effectif CDI	1.A	LA1						
Moins de 25 ans	1.A	LA1	3,3%	3,2%	3,1%	6,5%	4,6%	4,4%
25-29 ans	1.A	LA1	7,6%	7,4%	7,3%	15,8%	14,7%	14,5%
30-34 ans	1.A	LA1	9,9%	10,3%	10,4%	19,5%	18,8%	18,3%
35-39 ans	1.A	LA1	12,6%	13,0%	12,6%	17,8%	19,2%	18,3%
40-44 ans	1.A	LA1	13,0%	13,0%	12,7%	13,8%	14,3%	14,2%
45-49 ans	1.A	LA1	14,5%	15,1%	15,9%	10,7%	10,3%	11,0%
50-54 ans	1.A	LA1	16,3%	16,2%	15,7%	7,3%	9,0%	9,5%
55-59 ans	1.A	LA1	13,4%	13,1%	13,3%	5,2%	5,8%	5,7%
60-64 ans	1.A	LA1	7,9%	7,4%	7,3%	2,5%	2,7%	3,3%
65 ans et +	1.A	LA1	1,5%	1,4%	1,7%	0,8%	0,7%	0,8%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Effectif féminin ■■	1.F	LA13	11 579	11 816	13 581	2 253	1 256	1 118
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

(1) Groupe reprend les 7 secteurs d'ENGIE

(2) Nouvelle formule en 2019

(3) Hors ruptures conventionnelles

(4) L'évolution des taux de gravité n'inclut pas les accidents mortels

(5) 3,4 au périmètre 2018 (hors sociétés intégrées en 2019)

■■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2019

	MOYEN-ORIENT/ASIE/AFRIQUE			AUTRES		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
	10 024	8 957	6 510	13 346	11 082	12 683
	45	34	14	5 641	5 181	5 818
	0	0	0	2 713	2 669	2 786
	0	0	0	1 953	1 683	2 671
	45	34	14	10 307	9 533	11 275
	34	241	0	1 556	64	57
	0	0	0	558	597	537
	6 822	6 261	6 187	917	880	781
	3 123	2 421	309	8	8	33
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	2 050	1 712	1 335	8 695	7 727	8 502
	7 974	7 245	5 175	4 651	3 355	4 181
	20,5%	19,1%	20,5%	65,2%	69,7%	67,0%
	79,5%	80,9%	79,5%	34,8%	30,3%	33,0%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	82,9%	82,5%	87,2%	91,9%	94,0%	95,5%
	17,1%	17,5%	12,8%	8,1%	6,0%	4,5%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	4,0%	3,5%	3,5%	2,9%	1,3%	0,9%
	14,0%	13,8%	14,6%	10,1%	7,8%	7,0%
	20,1%	19,2%	18,5%	15,1%	15,6%	15,5%
	18,3%	17,4%	16,2%	17,8%	18,5%	17,3%
	14,2%	14,2%	14,6%	15,2%	15,9%	15,5%
	11,9%	13,5%	13,3%	13,4%	13,6%	13,9%
	8,0%	8,8%	8,9%	11,2%	12,1%	12,4%
	6,2%	6,3%	6,8%	9,0%	9,1%	11,1%
	2,6%	2,6%	3,0%	4,2%	4,8%	5,4%
	0,6%	0,8%	0,6%	1,0%	1,3%	1,0%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	1 643	1 564	1 010	5 146	4 033	4 456
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

	GRI	RESTE DE L'EUROPE			AMÉRIQUE LATINE		
		2019	2018	2017	2019	2018	2017
DIVERSITÉ ET ÉGALITÉ DES CHANCES							
Proportion de femmes dans l'effectif ■■	1.F LA13	21,3%	21,9%	24,2%	15,2%	17,0%	17,3%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'encadrement ■■	1.F LA13	17,3%	17,1%	16,6%	20,6%	19,2%	17,3%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Représentation des alternants dans l'effectif ⁽²⁾	1.F LA1	1,2%	1,1%	0,9%	0,3%	0,6%	2,1%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de salariés handicapés	1.F	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%	1,1%	0,5%
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI	1.F	13,9%	11,9%	14,4%	14,8%	12,2%	13,9%
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI	1.F	18,8%	21,1%	21,1%	8,3%	6,5%	5,1%
MOUVEMENTS DE PERSONNEL ET EMPLOI							
Nombre d'embauches en CDI	1.A LA2	6 204	6 594	5 862	3 131	1 773	1 199
Nombre d'embauches en CDD	1.A LA2	2 435	2 516	2 310	7 169	2 010	1 464
Taux d'embauche	1.A LA2	16,0%	16,7%	15,0%	65,8%	53,7%	41,3%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Taux d'embauche CDI	1.A LA2	71,8%	72,4%	71,7%	30,4%	46,9%	45,0%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre de licenciement⁽³⁾	1.A	1 019	1 574	1 243	3 016	667	869
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover	1.A LA2	9,8%	11,5%	9,9%	39,3%	16,8%	21,7%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover volontaire	1.A LA2	7,3%	7,7%	6,7%	17,7%	6,4%	7,5%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DÉVELOPPEMENT PROFESSIONNEL							
Pourcentage d'effectif formé ■■	1.E LA10	73,3%	63,8%	61,7%	89,8%	72,5%	72,7%
% de restitution		99,39%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	1.E LA10	19,5%	17,4%	17,1%	15,9%	18,4%	18,8%
% de restitution		99,39%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pourcentage de cadres et de Non-cadres dans l'effectif formé	1.E LA10						
Cadres	1.E LA10	21,5%	21,6%	20,4%	11,2%	24,2%	19,0%
Non-cadres	1.E LA10	78,5%	78,4%	79,6%	88,8%	75,8%	81,0%
% de restitution		99,39%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

(1) Groupe reprend les 7 secteurs d'ENGIE

(2) Nouvelle formule en 2019

(3) Hors ruptures conventionnelles

(4) L'évolution des taux de gravité n'inclut pas les accidents mortels

(5) 3,4 au périmètre 2018 (hors sociétés intégrées en 2019)

■■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2019

	MOYEN-ORIENT/ASIE/AFRIQUE			AUTRES		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
	16,4%	17,5%	15,5%	38,6%	36,4%	35,1%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	20,4%	22,7%	20,4%	29,9%	28,8%	28,3%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	1,4%	1,4%	1,4%	2,9%	2,5%	2,1%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	0,2%	0,3%	0,2%	1,0%	1,1%	1,3%
	12,3%	12,1%	13,3%	11,6%	8,0%	7,5%
	10,0%	6,4%	9,5%	9,5%	9,4%	10,6%
	1 102	840	677	1 985	1 126	790
	703	549	311	944	467	374
	18,0%	16,0%	15,2%	22,7%	14,6%	9,1%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	61,1%	60,5%	68,5%	67,8%	70,7%	67,9%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	171	99	372	383	227	249
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	11,8%	9,0%	13,6%	10,9%	7,9%	6,7%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	9,1%	7,6%	7,5%	7,0%	4,7%	3,8%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	65,6%	56,3%	73,1%	59,8%	55,0%	63,0%
	92,17%	65,88%	95,06%	96,14%	96,84%	97,09%
	15,2%	16,0%	16,2%	42,6%	41,5%	37,9%
	92,17%	65,88%	95,07%	96,14%	96,84%	97,09%
	23,8%	22,2%	22,0%	64,3%	69,5%	63,2%
	76,2%	77,8%	78,0%	35,7%	30,5%	36,8%
	92,17%	65,88%	95,06%	96,14%	96,84%	97,09%

	GRI	RESTE DE L'EUROPE			AMÉRIQUE LATINE		
		2019	2018	2017	2019	2018	2017
Nombre total d'heures de formation	1.E LA10	1 091 096	988 462	981 190	392 190	217 719	147 670
% de restitution		99,39%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition des heures de formation par thème	1.E LA10						
Technique des métiers		44,3%	45,4%	50,2%	32,9%	38,8%	41,1%
Qualité, environnement, sécurité		30,2%	30,3%	31,4%	47,3%	34,0%	26,7%
Langues		2,3%	2,3%	3,0%	2,8%	10,3%	7,8%
Management et développement personnel		14,1%	15,3%	8,9%	9,2%	9,2%	13,2%
Autres		9,1%	6,8%	6,5%	7,7%	7,6%	11,2%
% de restitution		99,39%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre d'heures de formation par personne formée	1.E LA10	28	28	29	28	43	31
% de restitution		99,39%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre d'heures de formation par femme formée	1.F LA10	21	22	24	20	38	31
% de restitution		99,39%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Dépenses de formation par heure de formation (en euros)	1.E LA10	23	24	29	7	12	14
% de restitution		99,39%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Dépenses de formation par personne formée (en euros)	1.E LA10	632	671	847	208	490	449
% de restitution		99,39%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
CONDITIONS DE TRAVAIL							
Jours d'absence par personne	1.B LA7	12	12	12	10	7	9
% de restitution		99,39%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Heures supplémentaires	1.B LA7	3,5%	3,8%	4,0%	5,1%	4,4%	3,9%
% de restitution		99,39%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DONNÉES SANTÉ SÉCURITÉ							
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)		1	0	0	0	1	0
% de restitution		100%	100%	100%	100%	100%	100%
Taux de fréquence (collaborateurs)		3,6	3,72	3,10	5,38	1,84	1,44
% de restitution		100%	100%	100%	100%	100%	100%
Taux de gravité⁽⁴⁾ (selon référentiel français)		0,23	0,12	0,16	0,12	0,10	0,02
% de restitution		100%	100%	100%	100%	100%	100%
Taux de gravité⁽⁴⁾ (selon référentiel OIT)		0,17	0,11	0,11	0,09	0,10	0,02
% de restitution		100%	100%	100%	100%	100%	100%
Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle		5	0	0	6	1	3
% de restitution		100%	54%	50%	100%	100%	100%

(1) Groupe reprend les 7 secteurs d'ENGIE

(2) Nouvelle formule en 2019

(3) Hors ruptures conventionnelles

(4) L'évolution des taux de gravité n'inclut pas les accidents mortels

(5) 3,4 au périmètre 2018 (hors sociétés intégrées en 2019)

■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2019

	MOYEN-ORIENT/ASIE/AFRIQUE			AUTRES		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
	124 336	171 645	220 215	169 671	153 537	173 206
	92,17%	65,88%	95,06%	96,14%	96,84%	97,09%
	31,6%	43,4%	59,3%	39,2%	36,6%	36,8%
	41,3%	32,1%	25,6%	10,1%	12,2%	15,8%
	1,2%	2,1%	1,5%	7,2%	7,3%	10,9%
	12,1%	9,1%	7,2%	20,7%	31,2%	20,2%
	13,8%	13,3%	6,4%	22,8%	12,8%	16,3%
	92,17%	65,88%	95,06%	96,14%	61,92%	97,09%
	21	35	49	23	26	21
	92,17%	65,88%	95,06%	96,14%	96,84%	97,09%
	18	28	29	23	25	22
	92,17%	65,88%	95,07%	96,14%	96,84%	97,09%
	18	11	14	77	40	54
	92,17%	65,88%	95,06%	96,14%	96,84%	97,09%
	375	385	676	1 752	1 033	1 152
	92,17%	65,88%	95,06%	96,14%	96,84%	97,09%
	10	5	8	12	13	12
	99,44%	68,51%	95,06%	100,00%	96,84%	97,09%
	7,5%	8,7%	9,0%	0,3%	0,2%	0,4%
	99,44%	71,86%	95,06%	100,00%	96,84%	97,09%
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
	1	0	0	0	0	0
	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	1,09	0,48	0,80	1,64	1,09	1,87
	100%	80%	100%	100%	97%	100%
	0,02	0,01	0,04	0,03	0,03	0,07
	100%	80%	100%	100%	97%	100%
	0,01	0,01	0,01	0,03	0,03	0,06
	100%	80%	100%	100%	97%	100%
	0	4	0	1	0	0
	100%	80%	100%	100%	97%	100%

3.5 Informations environnementales

ENGIE est confronté aux principaux enjeux environnementaux : changement climatique, qualité et disponibilité des ressources naturelles (air, eau, sols et ressources énergétiques) et protection de la biodiversité et des écosystèmes. Si les métiers du Groupe ont parfois un impact sur les milieux et les ressources naturelles, le Groupe s'attache à les mesurer et à les réduire dans le cadre d'un processus de management environnemental de ses activités.

Les enjeux et les ambitions d'ENGIE dans ce domaine sont exprimés dans la politique environnementale du Groupe (consultable sur le site internet du Groupe) et se traduisent dans les indicateurs de performance déployés sur l'ensemble des activités. Les enjeux intègrent également les risques identifiés dans le cadre du plan de vigilance en matière d'environnement. Une équipe, en charge de l'expertise et de la

coordination, est spécifiquement dédiée à la responsabilité environnementale sous l'autorité du Directeur Environnement. Elle s'appuie dans chaque BU sur un coordinateur environnement qui anime son propre réseau de correspondants, coordonne les actions, complète l'expertise du siège par ses connaissances opérationnelles et met en œuvre le reporting environnemental.

Un bilan annuel est rédigé par la Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise, transmis au Comex puis présenté au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration. Ce bilan est également enrichi du rapport fourni par les BU en accompagnement de la lettre de conformité environnementale, ainsi que des résultats des audits environnementaux commandités par le Comex.

3.5.1 Le cadre législatif et réglementaire

Le Groupe suit activement les évolutions réglementaires (présentées dans le Chapitre 2 «Facteurs de risque et contrôle»), faisant connaître ses positions lors de leur élaboration et appliquant les nouvelles réglementations dès leur publication. En particulier, le Groupe appelle à une harmonisation des réglementations internationales et à une plus grande intégration entre les différentes politiques environnementales et énergétiques. Le Groupe s'était fortement engagé en amont de la

COP21 en faveur d'un accord climatique international ambitieux en ligne avec le respect d'une hausse maximum de température de 2° C, et en faveur de la généralisation de réglementations donnant un prix au carbone qui constituerait un signal prix pour l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. À cette fin, le Groupe est actif au sein de la CPLC (*Carbon Pricing Leadership Coalition*).

3.5.2 Le management environnemental

À la clôture de l'exercice 2019, les entités ayant mis en œuvre un Système de Management Environnemental (SME) représentaient 72,6% du chiffre d'affaires pertinent ⁽¹⁾. C'est au niveau local, au regard des

conditions économiques et de l'intérêt d'une telle démarche que le besoin d'obtenir une certification externe est évalué.

POURCENTAGE DU CHIFFRE D'AFFAIRES PERTINENT COUVERT

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2019	ENGIE 2018	ENGIE 2017
Par une certification EMAS	3,08%	2,42%	4,75%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS)	58,23%	66%	61,84%
Par d'autres certifications SME externes	2,88%	2,15%	3,16%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES	64,19%	70,57%	69,75%
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	8,37%	9,73%	11,92%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES	72,56%	80,30%	81,67%

Là où la mise en place d'un système de management certifié ou enregistré n'est pas économiquement justifiée, les entités sont incitées à définir un système interne de gestion garantissant la prise en compte de l'environnement dans la conduite de leurs activités. Ainsi, certaines entités du Groupe ont défini leur propre standard de système de management. Lors de la mise en place de SME internes et externes, des sessions de sensibilisation et de formation en lien avec les problématiques environnementales rencontrées sur site sont dispensées au personnel pour permettre l'appropriation du SME.

(1) Chiffre d'affaires pertinent : après exclusion du chiffre d'affaires généré par les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (activités tertiaires, trading, commercialisation, etc.).

3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale

Afin de piloter le déploiement de sa politique environnementale, de maîtriser les risques environnementaux et de favoriser la communication de ses performances environnementales aux parties prenantes, ENGIE met en œuvre un système de *reporting* spécifique, allant au-delà des exigences de la loi française et prenant en compte les préconisations de la *Global Reporting Initiative* (GRI).

Le *reporting* environnemental est intimement lié à celui de la performance opérationnelle et devient ainsi un outil de management. Cette volonté de faire de l'environnement une partie intégrante du management est portée par la Direction Générale du Groupe.

Un système de lettres de conformité environnementale garantit l'implication du management opérationnel.

Éléments méthodologiques

Le *reporting* environnemental d'ENGIE est mis en œuvre grâce à un outil dédié permettant une remontée structurée des données. Cet outil appelé EARTH est une solution informatique de *reporting* environnemental, qui permet la gestion du réseau de correspondants et coordinateurs environnement, la gestion et la documentation du périmètre de *reporting* environnemental, la saisie, le contrôle et la consolidation des indicateurs, l'édition de rapports et enfin, la mise à disposition de la documentation nécessaire à la production et à la collecte des données (procédures et instructions de *reporting*).

EARTH est déployé dans chaque BU et couvre ainsi l'ensemble du groupe ENGIE.

Les entités juridiques incluses dans le périmètre de *reporting* sont celles dont l'activité est pertinente en termes d'impact environnemental et qui sont intégrées globalement ou proportionnellement selon les règles de consolidation financière (IFRS) alors que les entités juridiques dont la seule activité est le négoce d'énergie, des activités financières ou de l'ingénierie sont exclues du périmètre. Les entités incluses dans le *reporting* rapportent les performances et les impacts des installations industrielles dont elles détiennent le contrôle technique opérationnel, y compris les installations opérées pour compte de tiers. Sont exclues les entités juridiques mises en équivalence.

Ainsi, en accord avec les règles de consolidation financière, 100% des impacts collectés sont consolidés lorsque les entités sont sous intégration globale. Pour les entités sous intégration proportionnelle, les impacts environnementaux sont consolidés proportionnellement au taux d'intégration financière du Groupe, pour autant que le contrôle technique opérationnel leur appartienne à 100% ou qu'il soit à minima partagé avec d'autres actionnaires.

Le périmètre est figé au 30 juin de l'année de l'exercice. Pour les cessions intervenant après cette date, il est prévu que l'entité remplisse le questionnaire environnemental avec les données disponibles au dernier jour du mois qui précède la cession. Les acquisitions réalisées après le 30 juin ne sont pas prises en compte, sauf demande de dérogation formulée par la BU concernée et sous réserve que les données soient disponibles.

Pour le calcul des indicateurs de management environnemental de type «part du CA pertinent couvert par une certification environnementale, par un plan de gestion de crise environnementale, etc.», un chiffre d'affaires pertinent est estimé pour chaque entité juridique. Pour obtenir ce CA pertinent, les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (négoce, finance, ingénierie) sont soustraites du chiffre d'affaires consolidé de chaque entité juridique.

Le jeu de procédures pour la remontée des informations environnementales se compose de procédures génériques déclinées en instructions types à mettre en œuvre aux niveaux appropriés du processus de *reporting*. Le déploiement des procédures et des instructions à travers l'ensemble du Groupe repose sur un réseau de correspondants et de coordinateurs environnementaux dûment mandatés. Ces procédures et instructions de travail au niveau Groupe et BU décrivent en détail les phases de collecte, contrôle, consolidation, validation et transmission des données environnementales aux différents niveaux de l'organisation ainsi que les règles de définition du périmètre et de consolidation. Elles sont assorties de documents techniques fournissant des lignes directrices méthodologiques pour le calcul de certains indicateurs. En fonction de ses activités, chaque entité se voit attribuer un profil qui détermine les indicateurs auxquels elle doit répondre. La liste des entités entrant dans le périmètre de *reporting* environnemental est validée par chaque BU.

Les définitions des indicateurs utilisés pour mesurer la performance environnementale des métiers du Groupe ont été revues sur base des commentaires des Commissaires aux comptes. Elles ont par ailleurs bénéficié des commentaires des responsables opérationnels représentés dans des groupes de travail dédiés. L'ensemble de la documentation est disponible sur simple requête auprès du Groupe (Direction de la RSE).

Auparavant, ENGIE indiquait pour chaque indicateur publié un «taux de couverture» qui correspondait au taux de réponses obtenues auprès de l'ensemble des entités interrogées. Grâce à la mise en œuvre du nouvel outil de *reporting* EARTH, le taux de couverture est dorénavant de 100% pour tous les indicateurs.

Sur les données publiées dans le présent rapport il convient de préciser les éléments suivants :

- la fiabilité du périmètre couvert par le *reporting* environnemental est une des priorités d'ENGIE qui évolue dans un contexte international de cessions et d'acquisitions d'activités. Avant chaque campagne de *reporting*, un rapprochement est effectué entre le périmètre financier et les informations remontées par les responsables environnement de BU pour vérifier à quelles entités financières sont rattachées les entités industrielles qui contribuent dans l'outil EARTH ;
- pour les installations brûlant du gaz naturel et ne disposant pas de systèmes de mesures automatisées, un facteur par défaut a été mis en place pour les émissions de SOx et pour les émissions de particules fines (facteurs recommandés par l'EMEP, *European Monitoring and Evaluation Programme*) ;
- ENGIE est signataire, depuis 2007, du *CEO Water Mandate* marquant ainsi sa volonté de préserver les ressources en eau. Les indicateurs relatifs à l'eau sont conformes aux indicateurs GRI en 2011 se répartissent en quatre catégories : prélèvement, rejet, consommation, réutilisation/recyclage. Depuis 2015, la matérialité des indicateurs eau publiés a été revue et les Commissaires aux comptes vérifient les entrées, sorties et consommations d'eau douce et d'eau non-douce ;
- soucieux du devenir des déchets générés par ses activités, le Groupe dispose d'indicateurs sur la production et la valorisation de ses déchets d'activité. Il s'appuie pour cela sur les définitions de déchets et de valorisation établies par les réglementations locales. Pour éviter une déclaration erronée des stocks, seuls les tonnages emportés et pesés sur le site doivent être rapportés comme évacués. Les tonnages qui doivent être rapportés sont des tonnages humides ou secs, selon la manière dont ils ont été évacués : si les déchets évacués étaient humides, les tonnages rapportés sont humides et

inversement pour les déchets secs. Par exception, si les déchets sont stockés de façon définitive sur place, les tonnages secs associés doivent également être rapportés comme évacués. Dans ce dernier cas, les déchets ne sont jamais valorisés. Les déchets générés par la construction ou le démantèlement des installations industrielles, par le «*repowering*» ou modernisation d'installations et par la réhabilitation des sols ne sont pas couverts par les indicateurs de déchets d'activité ;

- les émissions de CO₂ issues de la combustion de combustibles fossiles ont été calculées sur la base des facteurs d'émissions publiés par le GIEC (IPCC *Guidelines for National GHG Inventories*, Vol. 2 Energy – 2006). Néanmoins, les facteurs d'émission du charbon peuvent varier grandement selon la provenance. Pour cette raison, chaque entité de reporting consommant du charbon fournit un facteur d'émission calculé localement. C'est également le cas pour les combustibles alternatifs pour lesquels il n'est pas possible d'utiliser de facteurs d'émission standards ;
- le potentiel de réchauffement global (PRG) permet de comparer la capacité de réchauffement des différents gaz à effet de serre par rapport au CO₂. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO₂ équivalents sont les tout derniers PRG publiés par le GIEC (5th Assessment Report – 2014), considérés sur une échelle de 100 ans ;
- les émissions spécifiques de GES de la production d'énergie en kg éq CO₂/MWh sont calculées sur le périmètre des BU pour lesquelles il s'agit d'une activité principale : Génération Europe, Amérique du Nord, Amérique latine, Brésil, Asie-Pacifique, Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie, Benelux, Europe du Nord – du Sud et de l'Est, Royaume-Uni, France BtoB, France Réseaux et France Renouvelables ;
- à des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GWh_{th}) en énergie électrique (GWh_e) est fixé à 0,44 pour toutes les activités de production d'énergie du Groupe et à 0,25 pour les incinérateurs ;
- les impacts environnementaux significatifs générés par les sous-traitants dans une installation du Groupe pendant des activités de services matériels sont inclus dans les impacts Groupe sauf lorsqu'une clause contractuelle spécifique prévoit que le sous-traitant est tenu responsable des impacts générés sur le site pendant la fourniture du service. Les données fournies par les sous-traitants ne font pas systématiquement l'objet de vérifications internes avant d'être agrégées aux données du Groupe et n'engagent que les sous-traitants. La réglementation et les obligations légales dans le domaine de l'environnement pouvant être différentes d'un pays à l'autre, certaines données sont parfois plus difficiles à collecter ;
- l'indicateur d'efficacité énergétique concerne les centrales à combustibles fossiles et à bio-combustibles. Il inclut également la chaleur fournie par des tiers ;
- ENGIE exploite des installations hydrauliques dont certaines disposent de réservoirs d'eau. Compte tenu des difficultés à modéliser l'évaporation de chaque site, l'eau évaporée n'est pas encore comptabilisée dans le *reporting* environnemental ;
- pour la catégorie "Usage des produits vendus" du Scope 3, un changement de méthodologie a été opéré pour exclure les ventes de gaz naturel sur les marchés financiers et aux intermédiaires avec effet rétroactif à partir de 2017. C'est également le cas des ventes de GNL sur les marchés financiers et aux intermédiaires avec effet rétroactif à partir de 2018. Par ailleurs, bien qu'en très forte baisse depuis 3 ans, les émissions liées aux ventes de charbon à des clients finaux ont été ajoutées à des fins d'exhaustivité avec effet rétroactif à partir de 2017. Toujours pour la catégorie "Usage des produits vendus" du Scope 3, les ventes de gaz naturel sont exprimées en TWh PCS, pour Pouvoir Calorifique Supérieur, tandis que les facteurs d'émission utilisés jusqu'en 2018 étaient définis pour des TWh PCI, pour Pouvoir Calorifique Inférieur. Cela conduisant à surestimer de 10% les émissions liées à l'usage du gaz vendu à des utilisateurs finaux, les TWh PCS ont été convertis en TWh PCI et les données retraitées en conséquence avec effet rétroactif à partir de 2017.
- Les émissions de NO_x, de SO_x et de particules fines sont calculées localement sur la base de mesures. Quand il n'est pas possible de mesurer ces émissions, une méthode de calcul est fournie pour les émissions de NO_x et des facteurs d'émission standards basés sur les consommations de combustibles sont utilisés pour les SO_x et les particules fines. Ces facteurs d'émission sont issus des référentiels de l'Agence de Protection de l'Environnement américaine (US EPA).

3.5.4 Les actions du Groupe

3.5.4.1 Le changement climatique

Émissions directes

Les informations présentées dans cette section et dans la Section 2.2.2 «Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux» rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas-carbone dans toutes les composantes de son activité telles que demandées par l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Par le développement d'un mix énergétique faiblement carboné ⁽¹⁾ et des activités d'efficacité énergétique, le Groupe a placé la lutte contre le changement climatique et la transition énergétique au cœur de son ambition stratégique. ENGIE accroît encore ses efforts de décarbonisation le taux d'émission à fin 2019 s'établit à 248,7 g CO₂éq./kWh, en diminution de 19,6% par rapport à 2018 et de 43,8% par rapport à 2012, soit bien au-delà de son objectif 2020 de -20%.

Quant aux émissions directes absolues de CO₂éq du Groupe, elles ont baissé de près de 12,2 millions de tonnes en un an, passant de 66,2 à 54 millions de tonnes, soit une réduction de 18,4%.

Cet excellent résultat témoigne de la volonté du Groupe de s'inscrire sur une trajectoire de ses émissions compatibles avec l'objectif de l'Accord de Paris de ne pas dépasser +2° C à horizon 2050, ce qui correspond à une réduction de 85% d'ici 2050 de ses émissions directes par rapport à 2012 : objectif de désengagement total du charbon, croissance des énergies vertes (électricité renouvelable et biogaz).

De plus, le Groupe soutient les recommandations de la TCFD (*Task-force on Climate-related Financial Disclosures*) pour plus de transparence sur les risques et opportunités liés aux impacts du changement climatique, suit les travaux émetteurs-investisseurs, et prépare un plan de mise en application de ces recommandations. Le Groupe publie ses émissions Scope 1, 2 et 3 (postes principaux) et répond chaque année au questionnaire du CDP (*ex-Carbone Disclosure Project*).

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2019	ENGIE 2018	ENGIE 2017
Émissions totales directes de GES – Scope 1 ■■	53 952 322 t CO éq.	66 117 396 t CO éq.	89 756 230 t CO éq.
dont émissions directes de CH ₄	1 726 874 t CO éq.	1 830 192 t CO éq.	2 252 850 t CO éq.
Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie	248,7 kg CO éq./MWhéq.	315,3 kg CO éq./MWhéq.	363,7 kg CO éq./MWhéq.
Émissions de GES par unité d'activité – stockage de gaz	0,9 kg CO éq./MWhéq.	0,9 kg CO éq./MWhéq.	0,8 kg CO éq./MWhéq.
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz (hors méthaniers)	1,0 kg CO éq./MWhéq.	1,1 kg CO éq./MWhéq.	1,7 kg CO éq./MWhéq.
Émissions de GES par unité d'activité – terminaux méthaniers	0,8 kg CO éq./MWhéq.	1,8 kg CO éq./MWhéq.	2,3 kg CO éq./MWhéq.
Émissions de GES par unité d'activité – distribution de gaz	3,4 kg CO éq./MWhéq.	3,2 kg CO éq./MWhéq.	2,8 kg CO éq./MWhéq.

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2019.

L'adaptation, via l'anticipation des impacts négatifs du changement climatique, est clé pour rendre ainsi les infrastructures et activités d'ENGIE plus résilientes aux aléas naturels (multiplication des événements extrêmes du type inondations, sécheresses, etc, et autres manifestations plus progressives du type montée du niveau de la mer, hausse de la température etc.). Ces risques engendrés par le changement climatique sont de différentes natures : risques physiques, risques de rupture des chaînes de valeurs, risques de réputation, risques réglementaires, etc. Afin de se prémunir contre ces risques, ENGIE met en place des actions concrètes : construction d'un mur d'enceinte contre le risque de crue exceptionnelle sur le site de Tihange en Belgique, projet de végétalisation pour éviter l'érosion des sols en

cas de tempête au Mexique, creusement de fossés et d'un bassin pour faire au risque d'inondation au parc solaire de Capel Grande en Angleterre, etc. Le Groupe a également mis en place une méthodologie pour aider ses différents sites à élaborer des plans d'action d'adaptation. L'utilisation d'outils, tels que le logiciel *Aqueduct*, aide le Groupe à identifier les risques à l'échelle locale et permet de définir des stratégies d'adaptation adaptées aux problématiques et caractéristiques de chaque site. S'adapter au changement climatique génère de multiples effets bénéfiques pour ENGIE : l'anticipation des risques permet de mieux gérer les actifs, de diminuer les coûts et d'étendre son marché à des nouveaux produits et services.

(1) La part de la production d'énergie à partir de sources renouvelables et nucléaires a augmenté de 67,3% en 5 ans passant de 32,7% à 54,8% en 2019.

Émissions indirectes

L'approche du Groupe en matière de comptabilité et de reporting des émissions de GES est basée sur la norme du *GHG Protocol Corporate Standards* (destinée aux entreprises) et la norme ISO 14064 (complétée par la norme ISO 14069). Ces normes constituent un cadre de référence internationalement reconnu. À des fins de cohérence, avec les autres informations environnementales publiées, les émissions dites «Scope 2

et Scope 3» reprises ci-dessous excluent celles des métiers de l'eau et de la propreté de la société SUEZ.

ENGIE a procédé à une analyse des différentes catégories d'émissions afin d'identifier et de quantifier les catégories les plus pertinentes. À ce jour, les catégories ci-dessous ont été identifiées et quantifiées.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2019	ENGIE 2018	ENGIE 2017
Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de «Scope 2»)	2 518 487 t CO éq.	2 912 586 t CO éq.	3 576 861 t CO éq.
Émissions indirectes liées à la consommation d'électricité ⁽¹⁾	1 438 826 t CO éq.	1 853 696 t CO éq.	2 602 395 t CO éq.
Émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid ⁽¹⁾	1 079 661 t CO éq.	1 058 890 t CO éq.	974 466 t CO éq.
Autres émissions indirectes de GES (dites de «Scope 3»)	126 317 314 t CO éq.	133 060 132 t CO éq.	145 527 966 t CO éq.
Chaîne amont des combustibles (Émissions liées à l'énergie non incluses dans les catégories «émissions directes de GES» et «émissions indirectes de GES associées à l'énergie»)	20 179 995 t CO éq.	23 368 440 t CO éq.	25 616 434 t CO éq.
Investissement (émissions de GES des installations mises en équivalence)	28 862 010 t CO éq.	30 732 680 t CO éq.	27 896 370 t CO éq.
Usage des produits vendus (combustibles vendus à des utilisateurs finaux)	60 599 653 t CO éq.	68 796 400 t CO éq.	78 865 553 t CO éq.
Achats de produits et de services	13 685 097 t CO éq.	6 812 253 t CO éq.	9 847 667 t CO éq.
Immobilisations des biens	2 990 558 t CO éq.	3 350 358 t CO éq.	3 301 942 t CO éq.

(1) Les consommations d'électricité et d'énergie thermique utilisées pour calculer ces données font l'objet d'une vérification par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2019 (voir Section 3.11).

3.5.4.2 Les énergies renouvelables

Le renforcement des capacités du Groupe en énergies renouvelables se poursuit, pour la production d'électricité ou de chaleur, et dans le cas du biogaz pour la mobilité. Les énergies renouvelables représentaient

en 2019 19,5 GW équivalents électriques installés, soit 29,5% du total des capacités directement opérées par le Groupe.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2019	ENGIE 2018	ENGIE 2017
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) ■■	19 512 MWéq.	18 094 MWéq.	16 812 MWéq.
Part des ressources renouvelables dans les capacités installées	29,5%	27,8%	24,5%
Renouvelable – Électricité et chaleur produites ■■	71 496 GWhéq.	66 325 GWhéq.	58 985 GWhéq.
Énergie produite – part du grand hydraulique	71,5%	76,2%	75,4%
Énergie produite – part du petit hydraulique	1,2%	1,5%	1,4%
Énergie produite – part de l'éolien	14,5%	9,2%	9,9%
Énergie produite – part du géothermique	0,19%	0,19%	0,14%
Énergie produite – part du solaire	3,1%	2,6%	1,2%
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz	9,6%	10,3%	12,0%

■ Ces capacités correspondent au périmètre du reporting environnemental précisé en Section 3.5.3 (hors mises en équivalence et installations non contrôlées).
 ■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2019.

3.5.4.3 L'efficacité énergétique

Pour les installations de production d'électricité, la performance énergétique est directement liée au rendement de l'installation qui influe sur sa rentabilité. Tout en respectant les réglementations environnementales et les contraintes de marché de l'électricité, les améliorations apportées au parc de production permettent d'optimiser

son efficacité énergétique, et ainsi la consommation de matières premières. Ainsi, le remplacement d'anciennes turbines ou d'anciennes chaudières par des modèles récents a un impact positif immédiat sur l'efficacité d'une installation.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2019	ENGIE 2018	ENGIE 2017
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ■■	337 596 GWh	330 656 GWh	445 327 GWh
Part du charbon/lignite	11,54%	20,89%	24,55%
Part du gaz naturel	41,72%	44,56%	40,11%
Part du fioul (lourd et léger)	0,71%	0,74%	0,99%
Part de l'uranium	36,37%	24,48%	26,90%
Part de la biomasse et du biogaz	5,73%	5,77%	4,57%
Part des autres combustibles	3,25%	3,28%	2,63%
Part des combustibles pour le transport	0,68%	0,29%	0,25%
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ■■	8 075 GWhéq.	9 124 GWhéq.	9 503 GWhéq.
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz) ■■	44,9%	44,2%	43,4%

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2019 (voir section 3.11).

3.5.4.4 L'énergie nucléaire

Le maintien d'un très haut niveau de sûreté des sept réacteurs nucléaires exploités par ENGIE est une priorité fondamentale du Groupe. En la matière, ENGIE attache également une grande importance à la limitation de l'impact (rejets, déchets, etc.) de ces installations sur leur environnement.

Les provisions relatives à l'aval du cycle du combustible nucléaire (opérations relatives au combustible après son utilisation dans un réacteur nucléaire) ainsi que celles relatives aux coûts de démantèlement des centrales nucléaires après leur fermeture sont reprises à la Section 6.2.2 – Notes aux Comptes consolidés – Note 19.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2019	ENGIE 2018	ENGIE 2017
Émissions gazeuses radioactives			
Gaz rares	35,1 TBq	54,4 TBq	34,0 TBq
Iodes	0,02 GBq	0,03 GBq	0,01 GBq
Aérosols	0,26 GBq	0,26 GBq	0,34 GBq
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	149 m ³	204 m ³	178 m ³
Rejets liquides radioactifs			
Émetteurs Bêta et Gamma	17,21 GBq	22,77 GBq	20,56 GBq
Tritium	65,1 TBq	84,8 TBq	55,7 TBq

Les facteurs de risques relatifs à l'énergie nucléaire sont présentés à la Section 2.2.5 «Risques industriels».

3.5.4.5 L'eau

Acteur engagé dans la gestion de l'eau, ENGIE participe aux réflexions en cours sur le *corporate risk disclosure* et le *water stewardship* aux côtés d'organisations telles que le *CEO Water Mandate* du Pacte Mondial des Nations Unies et l'OCDE. Ces initiatives ont permis d'aboutir à une homogénéisation de définition et de la mise en œuvre du *water stewardship*. Le Groupe s'est donné deux objectifs en matière d'eau à échéance 2020 : l'un porte sur la mise en œuvre de plans d'action locaux et concertés pour les sites en zone de stress hydrique extrême, l'autre sur la réduction des prélèvements d'eau douce à l'échelle du Groupe. En 2019, ENGIE s'est vu décerner la note B par le CDP *Water Disclosure*, en net progrès par rapport à 2018.

Chaque année, dans le cadre de l'optimisation de sa production énergétique, ENGIE évalue le risque de stress hydrique pour les sites industriels du Groupe en utilisant l'index *Baseline water stress* et l'outil

Aqueduc (*World Resource Institute*). En 2019, 33 sites sont localisés en zone de stress hydrique extrême (4,5% des sites hors solaire et éolien), pour lesquels des plans d'actions sont en cours de déploiement. L'impact du stress hydrique est toutefois relatif en fonction de l'activité et des besoins en eau douce du site. Seuls 6 sites sur les 33 ont des besoins en eau douce importants (supérieur à 100 000 m³/an). Pour les autres, l'enjeu est davantage de contribuer de manière indirecte à la préservation des ressources en eau, par exemple en proposant la réutilisation de l'eau à d'autres acteurs du bassin versant. Dès 2013, le Groupe a calculé l'empreinte eau dans l'analyse des cycles de vie de 1 kWh d'électricité, puis en 2016 celle de 1 kWh de gaz. L'ensemble des démarches engagées par le Groupe a permis de réduire de 61,4% ses prélèvements d'eau douce sur son activité de production électrique depuis 2012.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2019	ENGIE 2018	ENGIE 2017
Eau douce			
Prélèvement total	2823 Mm ³	2717 Mm ³	2793 Mm ³
Rejet total	2755 Mm ³	2642 Mm ³	2680 Mm ³
Eau non douce			
Prélèvement total	5636 Mm ³	7603 Mm ³	8685 Mm ³
Rejet total	5611 Mm ³	7594 Mm ³	8672 Mm ³
Consommation totale	93,3 Mm ³	85,3 Mm ³	124,9 Mm ³

3.5.4.6 Les déchets

Intégrant les recommandations d'un audit interne sur la gestion des déchets, ENGIE a traduit depuis, dans sa politique environnementale de 2017, sa volonté de réduire les quantités produites et celle d'augmenter le taux de valorisation de ses déchets.

Cette ambition se concrétise principalement par un taux de valorisation de plus de 76% pour les déchets non dangereux et de près de 31% pour les déchets dangereux en 2019. Les sites industriels du Groupe

sollicitent activement les filières de valorisation locale même si celles-ci restent tributaires de débouchés commerciaux régis par la loi de l'offre et de la demande.

Concernant le gaspillage alimentaire et les déchets associés, seule la restauration collective des employés est concernée. Dans ce domaine, ENGIE sélectionne des sous-traitants ayant inclus des mesures de lutte contre le gaspillage alimentaire dans leur cahier des charges.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2019	ENGIE 2018	ENGIE 2017
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	3 192 173 t	2 723 905 t	2 773 419 t
Cendres volantes, refiorms	1 642 912 t	1 509 757 t	1 709 087 t
Cendres cendrées, mâchefers	677 893 t	645 597 t	503 592 t
Sous-produits de désulfuration	120 757 t	180 478 t	191 522 t
Boues	18 828 t	19 500 t	20 576 t
Bois flotté	5 305 t	8 888 t	7 331 t
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	2 432 929 t	2 315 236 t	2 255 802 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	52 893 t	43 174 t	386 783 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	16 377 t	11 953 t	52 203 t

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2019.

3.5.4.7 Les polluants atmosphériques

ENGIE met en œuvre une grande variété de techniques pour continuer à réduire ses émissions : réduction à la source grâce à un bouquet énergétique adapté ; optimisation de la combustion et traitements des fumées ; mise en place de filtres ou injection d'eau pour réduire les poussières ; installation de brûleurs bas-NOx ou injection d'urée

(traitement secondaire) pour contrôler les oxydes d'azote ; choix de combustibles à très basse teneur en soufre pour réduire les émissions de dioxyde de soufre. Une forte amélioration est observée en 2019 grâce à la réorientation du portefeuille d'actifs de production d'ENGIE.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2019	ENGIE 2018	ENGIE 2017
Émissions de NOx	50 408 t	60 412 t	92 209 t
Émissions de SO ₂	129 026 t	118 291 t	159 623 t
Émissions de poussières	4 544 t	4 873 t	7 353 t

3.5.4.8 La gestion de la biodiversité

Afin de préserver la biodiversité, de remédier à ses impacts dans le cadre du processus «Éviter, réduire et compenser», le Groupe s'est engagé dès 2010 à intégrer la biodiversité dans sa stratégie et ses activités. La restauration d'habitat naturel (comme la contribution de Glow, en Thaïlande, à la restauration de la forêt de Houay Mahad Hill), la réduction des impacts des éoliennes sur la faune (parc de Sheppes-la-Prairie en France), le franchissement des ouvrages hydrauliques par les poissons (la passe à poisson de Sauveterre sur le Rhône), la contribution des bandes de servitude du réseau gaz aux continuités écologiques, la gestion différenciée des espaces verts sont des exemples d'objectifs et d'actions réalisés par le Groupe. Pour suivre son engagement, le Groupe s'appuie sur l'expertise et la compétence de ses deux partenaires : le comité français de l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature) et France Nature Environnement.

Dans le cadre de son projet volontaire, reconnu fin 2012 par le gouvernement français au titre de la Stratégie Nationale pour la Biodiversité, le Groupe a doté ses sites prioritaires en Europe d'un plan

d'action ciblé ⁽¹⁾ destiné à répondre aux enjeux de protection de la biodiversité identifiés sur le site et/ou par ses parties prenantes locales en fonction de son activité. Depuis 2016, les plans d'action biodiversité sont intégrés à une démarche plus globale de gestion intégrée et concertée de l'environnement à l'échelle des sites pour les sites cibles ; toutefois, la méthode d'identification des sites en matière de biodiversité reste inchangée.

Forte des résultats de 2015, et pour accompagner le changement et la transformation du Groupe, ENGIE a prolongé sa contribution à la Stratégie Nationale de la Biodiversité sur la période 2016-2018 en définissant un nouvel objectif d'ancrage local et durable visant à placer la biodiversité comme un atout pour intégrer ses activités dans les territoires en lien avec ses parties prenantes et qui mettra en avant les bonnes pratiques menées par les BU du Groupe comme celle sur la gestion écologique des sites. Le Groupe a également renforcé ses engagements à l'échelle internationale en adhérant à l'initiative «act4nature» en juillet 2018.



3.5.4.9 Une prévention active des risques environnementaux

La gestion des risques industriels, sanitaires et environnementaux se décline en deux modules : la prévention des risques et la gestion des crises.

Intitulé des indicateurs	Données 2019	Données 2018	Données 2017
% du CA pertinent couvert par un plan de prévention des risques environnementaux	80,2%	87,6%	83,2%
% du CA pertinent couvert par un plan de gestion des crises environnementales	85,1%	88,4%	87,7%

Les 10 plaintes enregistrées en 2019 n'ont pas donné lieu à obligation d'indemnisation. Une plainte concerne un problème d'odeur gênante pour le voisinage, 2 sont liées à un chantier de construction mais aucun préjudice n'a finalement été confirmé, 7 ont été adressées à ENGIE par des particuliers pour des nuisances liées au fonctionnement des éoliennes (bruit, effet stroboscopique, chutes de morceaux de glace). Le Groupe suit activement ces données et met en œuvre des actions pour les réduire encore. Enfin, une compensation de 13 k€ a été payée par la centrale.

En 2017, des riverains ont intenté une action devant le tribunal environnemental de Valdivia, pour un potentiel dommage environnemental résultant du développement d'algues, pendant l'été, dans le bassin de rétention de la centrale hydroélectrique de Laja (Chili). Aucune notification n'a été encore reçue par ENGIE. Le Groupe a mis en place des traitements pour contenir la croissance de ces algues.

En 2019, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à plus de 466 millions d'euros.

(1) Un plan d'action ciblé doit combiner et détailler toutes les mesures prises en vue de préserver ou restaurer la biodiversité localement. Voir la Note méthodologique en 3.5.3 pour plus de détails.

Intitulé des indicateurs	Données 2019	Données 2018	Données 2017
Plaintes liées à l'environnement	10	24	13
Condamnations liées à l'environnement	1	0	1
Montant des indemnités (en milliers d'euros)	13 k€	0 k€	0 k€
Dépenses environnementales (en milliers d'euros)	466 365 k€	406 428 k€	396 731 k€

3.5.4.10 Les nuisances

Toute activité industrielle est source de nuisances sonores. Afin de réduire ces impacts, les entités du Groupe effectuent régulièrement des travaux d'isolation phonique (capotage, barrières antibruit, confinement, etc.). Pour les projets plus récents, la réduction de cette nuisance potentielle est directement intégrée dès la conception.

Pour ses projets EnR, en particulier dans l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, ENGIE réalise des études d'impact et propose des mesures d'accompagnement destinées à éviter, réduire ou compenser les éventuels impacts sonores et visuels. Les actions consistent par exemple à définir et mettre en œuvre des plans de bridage des turbines (arrêt ou réduction de puissance pendant certains créneaux horaires et/ou pour certaines conditions de vent), à mener des actions spécifiques avec les constructeurs pour réduire la puissance acoustique des machines, à rechercher la meilleure insertion paysagère possible lors de la phase de conception et à réaliser, après construction, des plantations de végétation sur les sites ou chez les riverains lorsque l'impact visuel est avéré. À titre d'illustration, ENGIE s'est associé, en France, au projet «Respect» lancé dans le cadre des projets éoliens en mer du Tréport et des îles d'Yeu et de Noirmoutier pour mieux connaître les impacts biologiques liés aux empreintes sonores des projets et les réduire par le développement de technologies adaptées. Les résultats ont été intégrés dans les études d'impact et ont permis l'obtention préfectorales en octobre 2018.

3.5.4.11 L'utilisation des sols

La protection du sol et des eaux souterraines fait partie intégrante de la politique environnementale du Groupe. Les conséquences environnementales liées à une pollution du sol peuvent s'avérer considérables, au même titre que les coûts des mesures ultérieures d'assainissement. Il est donc important de prévenir ce risque et de le couvrir par des provisions. Ces dernières s'élèvent à 1 milliard d'euros en 2019 et portent sur la réhabilitation de sites, le démantèlement d'installations non nucléaires et l'élimination programmée de produits. Dans ce domaine, ENGIE respecte la réglementation de chacun des pays dans lesquels le Groupe opère.

À titre d'exemple, une étude sur la pollution du sol de plusieurs sites de centrales électriques a été réalisée en Belgique. Les risques ont été évalués en collaboration avec les administrations environnementales compétentes et un projet d'assainissement est mis en place.

ENGIE détient plusieurs anciennes usines à gaz. Ces sites peuvent être touchés par les hydrocarbures, les métaux lourds et autres substances volatiles qui peuvent affecter la santé. Ils doivent donc être remis en état avant d'être réutilisés. En 1996, un plan de dix ans a fait l'objet d'un protocole entre Gaz de France et le gouvernement français pour la réhabilitation de ces sites qui sont depuis 2007 compatibles d'un point

de vue sanitaire avec leur usage. Lors de la cession de ces anciens sites, ENGIE s'attache à vérifier que le projet de l'acquéreur est compatible avec le passif environnemental et industriel du site et que le risque pour l'environnement et les riverains est maîtrisé. Et pour l'ensemble des sites du Groupe, une surveillance des sols et des eaux souterraines est menée, conformément aux permis d'exploitation, afin de prévenir une éventuelle pollution.

Par ailleurs, pour renforcer l'ancrage territorial de ses activités, ENGIE a mis en place un dispositif structuré de dialogue avec ses parties prenantes, conforme aux principaux standards internationaux (AA1000, ISO 26000, principes du Pacte Mondial, lignes directrices de l'OCDE). Ce dispositif est fondé sur des rencontres régulières avec les ONG et associations, ainsi que sur le développement de partenariats de long terme en lien avec les activités d'ENGIE. Défini au niveau Groupe, le dialogue est décliné dans chaque BU, selon les spécificités locales, en termes d'enjeux, d'activités ou de réglementations. Dans le cadre de ses nouveaux objectifs RSE, ENGIE s'est fixé pour ambition de couvrir 100% des activités industrielles par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation en 2020.

Les gazoducs constituent la principale occupation des sols d'ENGIE. Ces conduites de gaz étant enterrées, elles ne fragmentent pas les habitats naturels mais peuvent néanmoins générer des conflits d'occupation des sols. Pour cette raison, GRTgaz établit en France des conventions de servitude amiables avec l'ensemble des propriétaires des terrains traversés suite à des phases de concertation (taux de signature de convention amiable régulièrement > 90% sur les projets). Ces conventions définissent les restrictions d'usage des sols pour les propriétaires (interdiction de construire à l'endroit des canalisations et de planter une végétation dépassant 2,70 m) en contrepartie d'indemnisation. Un travail plus spécifique est mené avec la profession agricole pour préserver l'usage des terres par les agriculteurs dans le cadre de leur activité professionnelle.

Pour le développement de nouveaux sites de production d'énergie renouvelable éolienne et photovoltaïque, le choix du site est primordial. La nature arable des terres est un élément essentiel pris en compte bien en amont du projet pour éviter tout conflit ultérieur. En France, les appels d'offres pour les centrales photovoltaïques se font sous l'égide de la Commission de Régulation de l'Énergie. Proposer une implantation sur des terres arables fait perdre de précieux points dans les appels d'offres et cela constitue une raison supplémentaire pour sélectionner d'autres types de terrains. Pour les parcs éoliens, un développement sur des terres cultivables est possible dans la mesure où un état des lieux est réalisé avant et après le projet par un expert agricole indépendant. Cela permet de définir la juste indemnisation à verser aux propriétaires ou aux exploitants agricoles pour l'utilisation de ces terres.

3.6 Informations sociétales

Le modèle de croissance responsable développé par ENGIE se fonde sur un dialogue professionnel avec l'ensemble des parties prenantes favorisant la co-construction et la création de valeur partagée.

3.6.1 Développement socio-économique dans les territoires

Pour ENGIE, l'adaptation des offres aux attentes de ses clients et leur appropriation mettent l'innovation et les partenariats au cœur de ses actions.

Au niveau international, en accord avec les autorités locales, le Groupe s'engage dans une démarche structurée et participative à développer des programmes sociétaux en lien avec ses projets industriels. ENGIE soutient des petites et moyennes entreprises et des *start-ups* au travers de différents programmes mis en place sur les territoires.

Le Groupe soutient également l'entrepreneuriat social via le fonds à impact social et environnemental ENGIE Rassembleurs d'Énergies dont la finalité est de fédérer et renforcer les actions du Groupe en faveur de l'accès à l'énergie et la précarité énergétique.

Fin 2019, neuf ans après sa création, le fonds ENGIE Rassembleurs d'Énergies gère un portefeuille de 20 entreprises actives sur quatre continents : Europe, Afrique, Asie et Amérique latine et dans une vingtaine de pays. Ces entreprises couvrent 13 objectifs de développement durables à travers un large éventail de technologies qui répondent à la problématique de l'accès à l'énergie et de la réduction de

la précarité énergétique : l'efficacité énergétique dans les logements sociaux et économie circulaire en Europe, l'électrification décentralisée à travers des systèmes solaires individuels ou collectifs et l'accès à des solutions de cuisson propres avec notamment des solutions de biogaz dans les pays émergents. Les entreprises du portefeuille ont électrifié à ce jour plus de 4 millions de bénéficiaires et emploient plus de 5 000 personnes dans le monde. 20 000 salariés ont investi dans le Fonds ENGIE Rassembleurs d'Énergies.

ENGIE Rassembleurs d'Énergies a ainsi investi en fonds propres 32 millions d'euros dont 6 millions d'euros pour la seule année 2019 après avoir étudié plus de 150 opportunités. Le fonds ENGIE Rassembleurs d'Énergies a été certifié B.Corp en 2019 pour une durée de trois ans renouvelable. L'assimilation solidaire du fonds a été renouvelée en 2019, du fait de la prise en compte par le ministère de la Transition écologique et solidaire de l'objet social des entreprises hors de France et leur impact réel sur l'amélioration des conditions de vie des bénéficiaires. Cette disposition permet au fonds de conserver son statut et de gérer l'épargne solidaire des salariés du Groupe.

3

3.6.2 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats

ENGIE maintient un dialogue continu et proactif avec toutes les parties prenantes autour de ses activités industrielles. Sur la base des démarches existantes, le Groupe a démarré l'accompagnement de ses entités opérationnelles dans l'approfondissement et la structuration de leurs pratiques depuis la mise en place de stratégies de dialogue jusqu'à leur déploiement opérationnel. L'accompagnement repose sur une méthodologie Groupe qui s'adapte aux spécificités stratégiques, techniques et géographiques des activités opérationnelles. Elle est basée sur des standards internationaux tels que l'ISO 26000, AA1000 ou l'IFC et consiste d'une part en la sensibilisation/formation des *managers* et des collaborateurs au dialogue avec les parties prenantes et d'autre part en un appui technique à la réalisation/structuration de plans d'actions adaptés aux enjeux des territoires croisés aux attentes des parties prenantes. L'objectif est d'optimiser la performance et d'augmenter la création de valeur en améliorant/intégrant l'engagement avec les parties intéressées dans tout le cycle des activités.

Le Groupe s'est par ailleurs fixé comme objectif que 100% de ses activités industrielles soient couvertes d'ici 2020 par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation visant à prévenir les conflits et à renforcer la pérennité de ses activités. Sur les 182 activités industrielles

(sites ou regroupements de sites) du Groupe recensées fin 2019 devant faire l'objet d'un tel mécanisme, 74% l'avaient mis en place à fin 2019.

Gage de pérennité pour l'entreprise et créatrice de valeur partagée, cette culture d'écoute et de dialogue se prolonge par des partenariats durables sur des problématiques sociales et environnementales.

Au niveau international, ENGIE est membre du Pacte Mondial des Nations Unies dans la catégorie *Global Compact Advanced*.

En 2019, le Groupe a pérennisé ses partenariats avec Emmaüs France dans le cadre de sa contribution à l'accès à l'énergie et de son engagement pour la lutte contre la précarité énergétique ainsi qu'avec la Fondation ONE (Océan Nature et Environnement) dans l'accompagnement du dialogue entreprise/ONG autour de ses projets industriels. Ainsi ENGIE a soutenu des projets d'amélioration de l'habitat portés par Emmaüs par le biais de dons matériels (bureautiques, véhicules, etc.) mais aussi par la mise à disposition de ses compétences dans le domaine de l'énergie (diagnostics énergétiques et hydriques, travaux de performance énergétique, etc.). De plus des actions de sensibilisation à la maîtrise de la demande d'énergie ont été mises en place auprès de populations aidées par Emmaüs.

3.6.3 Solidarité et lutte contre la précarité.

Dans toutes les zones géographiques dans lesquelles ENGIE est présent, des actions de mécénat sociétal, de solidarité et de lutte contre la précarité sont mises en place par la Fondation d'entreprise ENGIE ou par les entités du Groupe, en lien notamment avec les autorités locales, les associations locales, les ONG internes ou les directions fonctionnelles du Groupe.

ENGIE, notamment dans le cadre de sa fondation, a lancé de nombreuses initiatives de solidarité et de lutte contre la précarité.

ENGIE a poursuivi en 2019 son soutien aux Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) à hauteur de 6 millions d'euros, conformément aux engagements du Contrat de service public. En 2019, environ 80 000 clients particuliers ENGIE ont bénéficié de ces aides accordées par les Conseils Départementaux.

Depuis 2011, le Groupe est engagé aux côtés des pouvoirs publics dans le programme national «Habiter Mieux». Dans le cadre de la nouvelle convention signée en décembre 2014, ENGIE poursuit son engagement dans le programme et a versé 100 millions d'euros sur la période 2011-2020, pour un objectif de rénovation de 250 000 logements.

ENGIE a créé un réseau de partenaires de médiation avec plus de 120 points d'accueil répartis sur le territoire à fin 2019. Les médiateurs de ces associations, formés par ENGIE, accueillent les clients en difficulté, les aident à comprendre leur facture, les conseillent sur la maîtrise de leurs dépenses d'énergie et peuvent les accompagner pour la mise en place de plans d'apurement ou les orienter vers les services sociaux pour l'instruction d'une demande d'aide.

Les correspondants solidarité-énergie ENGIE animent les relations avec les communes, départements et associations et 100 conseillers solidarité ENGIE sont également dédiés au traitement des demandes des travailleurs sociaux. En 2019 ces conseillers ont traité environ 300 000 demandes issues des services sociaux.

ISIGAZ a été arrêté fin 2018 (fin du CSP), plus de 2 700 familles ont néanmoins été informées en 2019 pour mener à terme les conventions locales qui avaient été signées antérieurement. Au total, depuis le lancement d'ISIGAZ en 2006, plus de 337 000 familles ont été sensibilisées et plus de 52 000 raccordements cuisson installés.

Par ailleurs, GRDF a déployé depuis 2015 un programme dénommé CIVIGAZ, en partenariat avec la Fondation Agir Contre l'Exclusion. Cette action vise aussi à informer et sensibiliser les clients sur la sécurité gaz

et les économies d'énergie sans distinction de leur statut d'occupation (locataire ou propriétaire) et quel que soit la typologie des quartiers dans lesquels ils résident (QPV ou non). L'accent est mis sur des zones de précarité, déterminées en accord avec les collectivités locales. Son déploiement est assuré par des associations qui accueillent et encadrent des Volontaires en Service Civique. En 2019, près de 4000 familles ont été informées, en mobilisant 43 jeunes. Au total, depuis le lancement de CIVIGAZ en 2015, près de 55 000 familles ont été informées grâce à la mobilisation de plus de 700 Volontaires du Service Civique

Dans le cadre de son programme ENGIE *Volunteers Program*, (EVP) initié par la Direction de la RSE, ENGIE soutient et coordonne les ONG internes du Groupe pour des missions permettant l'accès à l'énergie de populations en difficulté.

Energy Assistance, association sans but lucratif, a été créée en Belgique en 2001 par des collaborateurs du groupe ENGIE. Sur ce modèle, *Energy Assistance France* a été fondée en 2005, puis *Energy Assistance Italia* et *Energy Assistance Monaco* l'ont été en 2011.

L'objectif de ces quatre associations est de mettre les compétences et les savoir-faire de leurs membres, actifs ou retraités du Groupe, soutenus par des moyens techniques du Groupe, au service de projets humanitaires destinés à des populations qui n'ont pas accès ou ont un accès très limité aux services énergétiques essentiels sur tous les continents.

Depuis sa création, *Energy Assistance* a réalisé 371 projets qui ont contribué à l'accès à l'électricité de plus de 3,8 millions de personnes et ceci dans 63 pays. En 2019, *Energy Assistance* a finalisé 20 projets grâce à 50 bénévoles représentant 700 jours de bénévolat, essentiellement pour des projets d'électrification par panneaux photovoltaïques de bâtiments (écoles ou centres de santé) en Afrique.

Depuis sa création, *Energy Assistance France* a réalisé 147 projets dans 36 pays bénéficiant à plus de 1,5 million de personnes. En 2019, *Energy Assistance France* a réalisé 23 projets qui ont mobilisé 37 bénévoles, essentiellement des projets d'électrification par panneaux photovoltaïques de bâtiments scolaires et sanitaires au Sénégal, au Burkina Faso et à Madagascar.

Energy Assistance Italia et *Monaco* réalisent ou financent un nombre plus réduit de projets.

Pour plus de renseignements, se référer aux sites internet des différentes associations *Energy Assistance*.

3.6.4 Fondation d'entreprise ENGIE

La Fondation ENGIE a pour mission d'«apporter l'énergie des possibles», c'est-à-dire d'impulser et de financer les projets les plus utiles, nécessaires et ambitieux dans un monde confronté à des défis nombreux : réchauffement climatique, crises migratoires, préservation de la biodiversité, accès à l'énergie pour tous et lutte contre la pauvreté.

Depuis sa création en 1992, la Fondation a accompagné 1 000 projets, associations ou institutions et depuis 2010, elle s'engage à financer prioritairement des projets dans trois domaines : l'enfance et la jeunesse en détresse, l'accès à l'énergie durable pour tous et la défense de la biodiversité, et notamment ceux portés par des femmes. Par ailleurs la Fondation soutient des actions d'aide d'urgence en faveur de réfugiés.

La Fondation est gérée par un Conseil d'Administration composé de 22 administrateurs : 12 représentants du groupe ENGIE, fondateur de la Fondation, et 10 représentants externes. Les demandes de projets sont

soumises à l'avis de deux comités de sélection, un en France et un en Belgique, qui se réunissent deux fois par an. Ces comités examinent et valident les projets de mécénat financier d'un montant inférieur à 150 000 euros et assurent leur évaluation et leur suivi. Ils sont composés d'experts du Groupe et de personnalités qualifiées qui apportent leur expertise et donnent de la richesse aux débats des comités. Les deux comités s'assurent de l'obtention de résultats concrets et mesurables. Les projets supérieurs à 150 k€ sont examinés directement en Conseil d'Administration.

La Fondation ENGIE a défini un programme pluriannuel 2015-2020 d'un montant de 29 millions d'euros. En 2018-2019, la Fondation a accompagné 117 projets qui ont touché plus de 485 000 bénéficiaires directs ou indirects. Parmi tous ces projets, 73% sont dédiés à l'enfance, 23% à l'accès à l'énergie et à la biodiversité, les 4% restants

étant des projets en soutien aux femmes et à leur *leadership*. On peut citer en 2019 les actions phares suivantes :

- le soutien au programme *Schools, Lights and Rights* qui a permis à un million d'enfants de retrouver leurs droits civiques en République démocratique du Congo ;
- le soutien d'actions de sensibilisation du grand public portées par l'association Surfrider à la problématique des déchets aquatiques ;
- le financement d'un projet «Eau propre, Enfant en bonne santé» basé sur l'hygiène, l'assainissement des sols et l'éducation à l'environnement, pour améliorer la santé de plus de 5 600 enfants et bénéficiant indirectement à plus de 17 000 personnes sur le site de Paracatu (Brésil) grâce à la mobilisation de techniciens de la centrale solaire d'ENGIE en construction ;

- le financement d'une maison située dans l'hôpital Gérard Marchant à Toulouse pour accueillir et accompagner des malades du cancer en cours ou en post-traitement gérée par la Ligue nationale contre le Cancer de Haute-Garonne ;
- le co-financement d'un lieu d'hygiène et de soins dédié aux femmes SDF géré par le Samu Social à Paris 12^e permettant l'accueil et l'accompagnement social et médical de 200 femmes par an ;
- le co-financement d'une unité de services essentiels alimentée par une hydrolienne flottante produisant 100 MWh par an, au bénéfice direct de 3 000 villageois de Loubassa sur le fleuve Congo (Congo).

Pour plus de renseignements, se référer au site internet de la Fondation : <https://fondation-engie.com/>.

3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs

3

Les fournisseurs et sous-traitants constituent une partie prenante essentielle dans la chaîne de valeur du Groupe.

La fonction Achats du Groupe ENGIE a défini une ambition déclinée selon les axes suivants : (i) être un contributeur de la performance opérationnelle du Groupe en proposant aux opérationnels un panel de fournisseurs compétitifs et différenciants ; (ii) être le garant des engagements du Groupe vis-à-vis de ses fournisseurs ; (iii) contribuer à la démarche RSE du Groupe et (iv) développer les talents et les compétences clés de la filière Achats et valoriser cette fonction dans les parcours au sein du Groupe.

Pour porter cette ambition, la fonction Achats s'appuie sur un système de management structuré autour :

- **d'une politique achats durables par nature** : ce document externe et partagé avec les fournisseurs est l'expression de l'implication d'ENGIE, il précise les engagements et les exigences du Groupe dans sa relation avec ses fournisseurs, et notamment :
 - conformité avec les exigences en matière de santé et de sécurité : l'exigence de l'engagement des fournisseurs en matière de santé et de sécurité,
 - responsabilité sociale, éthique, embargo et anti-corruption : l'engagement des fournisseurs pour des relations éthiques dans les affaires,
 - Développement Durable : la recherche d'offres compétitives et de solutions durables et innovantes ;
- **d'une Gouvernance Achats** : ce document interne définit pour l'ensemble du Groupe les principes de gestion des dépenses externe et précise les règles de fonctionnement de la fonction achats dans ses activités. Elle vise à renforcer la ségrégation des tâches entre les acheteurs et les prescripteurs, tout en renforçant leur coopération dans la réalisation des activités de sélection des meilleures offres.

Les exigences de ces deux documents de référence de la fonction Achats ainsi que celles plus générales du Groupe sont reprises dans les processus opérationnels afin de permettre leur mise en œuvre, leur contrôle et la remédiation. Les processus opérationnels sont au nombre de 3 : Gérer le panel fournisseur, Gérer les catégories d'achats, Acheter/Approvisionner.

Les autres documents de références du Groupe, intégrés dans les processus sont les suivants : Charte éthique & compliance, Politique RSE, Politique Santé Sécurité, Code de la relation fournisseurs et Politique de *due diligence* fournisseurs

Par ailleurs, la fonction Achats du Groupe s'est donnée comme objectif de mettre en place d'ici 2020 une démarche RSE pour la gestion de la chaîne d'approvisionnement des entités contrôlées du Groupe.

Cette démarche RSE est :

- **déclinée selon trois axes** : (i) le respect des délais de paiement des fournisseurs et sous-traitants ; (ii) l'accompagnement de la politique Santé et Sécurité auprès des sous-traitants et (iii) l'intégration dans les processus opérationnels d'une démarche d'amélioration continue de la RSE et la formation des principaux acteurs à cette démarche ;
- **portée dans les processus opérationnels** au travers des étapes clés suivantes selon un mode *Plan-Do-Check-Act* :
 - analyse des risques et opportunités par catégories Achats priorisée par pays. Chaque catégorie d'achats est évaluée selon une méthode commune autour des sept dimensions de la RSE pondérée du risque pays (Gouvernance, Environnement, Santé & Sécurité, Impact sociétal, Droits de l'Homme, Développement des ressources humaines, Éthique et anti-corruption),
 - plan de mitigation et la définition de critères de qualification et de sélection des fournisseurs résultant de l'analyse ci-dessus. Ces plans et critères étant spécifiques, ils peuvent intégrer des actions de type audits documentaires ou des audits sur site,
 - mise en place des clauses contractuelles spécifiques pour renforcer nos exigences. Celles-ci peuvent intégrer des systèmes de pénalités en cas de non-respect,
 - mesure de la performance délivrée par les fournisseurs, réalisée périodiquement dans le cadre des «*Business reviews*» et les plans d'amélioration associés revus,
 - enfin, dans une optique d'amélioration continue, l'ensemble des étapes précédentes est intégré dans les processus de contrôle interne et d'audit ;
- **mise en œuvre** en priorité sur les fournisseurs préférentiels du Groupe (~250), puis les fournisseurs majeurs de chaque BU du Groupe.

Le déploiement de cette ambition globale est réalisé via un programme de formation continue et progressif initié depuis 2013 au sein de la fonction Achats et au cœur des BU portant sur les enjeux du Groupe, sa stratégie, la contribution de la fonction Achats dans la transformation du Groupe, l'éthique dans la relation fournisseurs et tout particulièrement en 2018 lors d'une formation dispensée auprès de 840 acteurs de la fonction Achats, sur les leviers avancés des achats intégrant les exigences des nouvelles lois (Devoir de vigilance et Sapin 2).

Par ailleurs l'ensemble des rendez-vous des *managers* de la fonction Achats comportent des sessions de sensibilisation aux dimensions de la RSE, ainsi que des rendez-vous organisés auprès des prescripteurs et opérationnels impliqués dans le processus Achats.

Ce plan de formation est un levier de montée en compétence et de transformation de la fonction.

3.8 Éthique et Compliance

Les dirigeants du Groupe, tout particulièrement la Directrice Générale et l'ensemble des membres du Comex, portent et supervisent la politique éthique et compliance du Groupe, et en garantissent la bonne application.

Un message fort de «tolérance zéro» à toutes formes de fraude et de corruption est régulièrement porté par la Directrice Générale. Le même message est porté par tous les *managers* à tous les niveaux.

Les principes d'action d'ENGIE reposent sur les grands textes de référence internationaux, notamment en matière de lutte contre la corruption et la fraude, de respect des droits humains et de la protection des données à caractère personnel.

Le Groupe a pris des engagements anti-corruption volontaires en adhérant au Pacte mondial des Nations Unies dont le dixième principe concerne la lutte contre la corruption et à la section française de l'ONG *Transparency International*.

3.8.1 Organisation et structure

L'éthique et la compliance au sein du Groupe sont supervisées par le Conseil d'Administration via son Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD).

Le **Comité de la Compliance** évalue le traitement des incidents éthiques et assure le suivi de l'évolution du dispositif éthique et compliance du Groupe. Présidé par la Secrétaire Générale du Groupe, il réunit le Directeur de l'Audit Interne Groupe, le Directeur du Contrôle Interne Groupe, le Directeur Juridique Groupe et le Directeur Éthique, Compliance et Privacy Groupe.

Rattachée fonctionnellement à la Secrétaire Générale au sein de la Direction Juridique, la Direction Éthique, Compliance & Privacy Groupe pilote l'intégration de l'éthique dans la stratégie, le management et les pratiques du Groupe. Elle propose les politiques et procédures du Groupe en matière d'éthique et de compliance et accompagne leur mise

en œuvre par tous les niveaux organisationnels du Groupe. Depuis 2018, la Direction Éthique, Compliance & Privacy Groupe a élargi son périmètre d'intervention pour devenir la direction compétente pour toutes les questions nécessitant la mise en place d'une procédure de compliance.

La Direction Éthique, Compliance & Privacy Groupe porte ainsi la compliance en matière de protection des données à caractère personnel, le contrôle export et embargo, la représentation d'intérêt et le secret des affaires. Elle coordonne la mise en place du plan de vigilance du Groupe (voir Section 3.9) et traite les alertes issues de la procédure Groupe qu'elle pilote. La Direction Éthique, Compliance & Privacy Groupe anime le réseau des *Ethics & Compliance Officers* et des *Data Protection Managers* dans l'ensemble du Groupe.

3.8.2 Évaluation des risques

L'évaluation des risques éthiques est intégrée à la démarche d'analyse de risques du Groupe (ERM – *Enterprise Risk Management*). Cinq risques éthiques sont identifiés : corruption, atteinte aux droits humains, non prise en compte des règles de concurrence et/ou d'embargo, fraude et insuffisance de pilotage de l'éthique et sont reportés via un outil de *reporting*. La démarche d'analyse de risques du Groupe inclut aussi le risque lié au traitement des données à caractère personnel et le

risque de non-conformité au RGPD (Règlement général sur la Protection des Données). Le processus d'évaluation du risque corruption, d'atteinte aux droits humains, et du risque Data Privacy s'appuie sur une méthodologie d'analyse commune à toutes les BU (grille d'autodiagnostic sur le risque corruption, check-list sur le risque de violation de droits humains, lignes directrices relatives à l'évaluation du risque d'atteinte aux données personnelles).

3.8.3 Textes de référence

La politique éthique et compliance d'ENGIE vise à développer une culture et une pratique de l'éthique fondée sur :

- la **Charte éthique** qui fixe le cadre général dans lequel doit s'inscrire le comportement professionnel de chaque collaborateur. Elle précise les quatre principes éthiques fondamentaux d'ENGIE. Elle décrit en outre l'organisation éthique et compliance du Groupe ;

- le **Guide pratique de l'éthique** relatif à la mise en œuvre de l'éthique au quotidien. Il intègre la décision du Groupe de s'interdire tout financement d'activités politiques, y compris dans les pays où ces financements sont autorisés et encadrés par la loi.

Ces deux documents, applicables à tous les collaborateurs du Groupe, sont partagés avec les parties prenantes externes.

Le référentiel «Intégrité» rassemble les politiques et procédures dédiées à la prévention de la fraude, de la corruption et du trafic d'influence. En 2019, ont été revues les politiques sur les consultants commerciaux et l'ensemble du champ et des procédures de *due diligences* éthiques et liées au devoir de vigilance (parties prenantes, mécénats et parrainages, fournisseurs, consultants commerciaux).

Le référentiel et la politique «Droits Humains» rassemblent les engagements d'ENGIE en matière de respect de droits humains tels que reconnus au niveau international et précisent les processus opérationnels d'analyse et de gestion des risques permettant au Groupe d'exercer sa vigilance sur les impacts de ses activités au regard des droits humains de toute personne. Le référentiel et la politique constituent le socle du volet droits humains du plan de vigilance du Groupe.

Le référentiel «Conformité Éthique» précise la façon dont le Groupe s'organise pour accompagner la mise en place des dispositifs éthique et compliance du Groupe et la mesure de l'état de conformité. Il rassemble également les dispositifs du Groupe visant le respect des règles en matière d'embargo et contrôle export, du droit de la concurrence et de protection des données à caractère personnel. Les exigences du Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données

personnelles sont portées par la politique Groupe de protection des données personnelles, déployée depuis 2017 ; celles-ci ont donné lieu à la définition et mise en œuvre de procédures et revues, arrivées à maturité en 2019, qui se poursuivent par l'intégration en cours du «*privacy by design*». Enfin, au 1^{er} janvier 2019 ont été déployées au sein du Groupe de nouvelles lignes directrices relatives à l'identification de signaux faibles en matière éthique.

Des codes de conduite appliquent les engagements éthiques d'ENGIE aux activités ou pratiques professionnelles. Parmi ces codes de conduite figurent par exemple le «Guide de la Relation Commerciale : Principes Directeurs», le «Code de Conduite de la Relation avec les Fournisseurs» et le «Code de Conduite en matière de lobbying». Enfin, s'agissant de la représentation d'intérêt, le Groupe dispose depuis 2017 d'une procédure et d'un outil simple de *reporting* permettant pour chacune des entités concernées de respecter leurs obligations légales notamment au regard de l'obligation de déclaration auprès de la Haute Autorité pour la transparence de la vie publique, en application de la loi relative «à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique» (loi Sapin 2).

Ces documents sont disponibles sur le site internet au lien suivant : www.engie.com/en/ethics-compliance.

3.8.4 Signalement et reporting des incidents éthiques

La nouvelle politique du Groupe relative aux lanceurs d'alerte a été définie en 2017, intégrant les exigences légales de la loi Sapin 2 et celles de la loi relative au devoir de vigilance. Le 1^{er} juillet 2018 une nouvelle procédure de recueil des alertes au moyen de l'adresse e-mail ethics@engie.com et d'un numéro de téléphone dédié, tous deux externalisés à travers l'appui d'un prestataire externe en charge de ces deux canaux de signalement a été mis en place au niveau central. Cette nouvelle procédure a été ouverte à tous les collaborateurs du Groupe au niveau mondial le 1^{er} janvier 2019. Les alertes peuvent être reçues en plusieurs langues et le service est accessible 24h/7j. Le dispositif lanceurs d'alerte du Groupe est complémentaire aux autres voies de signalement du Groupe permettant à tout collaborateur, ainsi qu'à toute

personne extérieure au Groupe, de signaler les suspicions ou manquements aux règles éthiques. En 2019, 183 saisines ont eu lieu dans ce cadre.

Les dysfonctionnements éthiques sont suivis à travers l'outil de collecte d'incidents éthiques *INFORM'ethics* déployé dans les BU ainsi qu'au *Corporate*. *INFORM'ethics* couvre sept domaines : intégrité comptable et financière, conflits d'intérêts, responsabilité sociale et droits humains, éthique des affaires, information confidentielle, protection du patrimoine immatériel, et *data privacy*. En 2019, 282 incidents ont été reportés (218 en 2018, 199 en 2017).

3.8.5 Formations et sensibilisations

Le Groupe mène un ensemble d'actions de sensibilisation et de formations : séminaires de sensibilisation au risque de fraude et de corruption obligatoire pour l'ensemble des nouveaux cadres *managers* (GMR) (86% des GMR ont participé en 2019), pour les membres des Comex de BU, ainsi que pour les membres du réseau éthique et compliance. La formation pour les acheteurs de la filière achats (voir aussi la Section 3.7 «Achats, sous-traitance et fournisseurs») a évolué afin d'intégrer tous les enjeux liés aux risques de fraudes, corruption et devoirs de vigilance. Un nouveau module *e-learning* sur le droit de la concurrence a été déployé dans tout le Groupe et une formation sur les relations institutionnelles en France a été déployée. Les formations pour

les *Data Protection Managers* et la formation en matière de droits humains se sont poursuivies en 2019.

La sensibilisation par des vidéos s'est poursuivie en 2019 (cadeaux invitations, corruption, lanceurs d'alerte, droits humains, conflits d'intérêts) pour tous les collaborateurs du Groupe. Le Groupe met à la disposition des BU, entités, métiers et fonctions du *Corporate*, des modules de formation adaptables à leurs salariés en fonction de leur exposition aux risques éthiques, notamment les collaborateurs les plus exposés au risque de corruption. Un système de *reporting* automatique des formations distantielles est mis en place dans tout le Groupe.

3.8.6 Contrôles et certifications

Le suivi de la mise en œuvre de la politique en matière d'éthique et de compliance repose sur une procédure de conformité annuelle et un tableau de bord comportant une quinzaine d'indicateurs (diffusion de la documentation éthique, formation, mise en place des politiques éthiques, etc.).

À chaque niveau de l'organisation, les *Ethics & Compliance Officers* produisent un rapport annuel faisant état des travaux et progrès réalisés par leur entité en la matière. Ce rapport, remis à l'entité de rattachement, est accompagné d'une lettre de conformité du *manager* certifiant son engagement quant à l'application du dispositif éthique et compliance au sein de l'organisation dont il a la responsabilité. En début

d'année, une évaluation bilatérale des activités et des risques propres à chaque BU est effectuée par le Directeur Éthique, Compliance & Privacy. Le rapport annuel consolidé qui résulte de ce processus est présenté au Comex du Groupe et au CEEDD.

Des contrôles clés au service du respect des textes de référence éthique et compliance du Groupe sont intégrés dans le programme de contrôle interne INCOME. Cette procédure de conformité s'intègre dans une procédure de contrôle plus globale : dans chaque campagne d'audit un contrôle de différentes politiques est intégré ; campagnes annuelles du contrôle interne sur le niveau d'implémentation des politiques éthiques, embargos et *data privacy*.

Des audits internes sont réalisés afin d'évaluer la mise en œuvre effective des politiques et du programme de conformité GDPR et définir le cas échéant des actions d'amélioration.

Le Groupe est également engagé dans des processus d'audits externes de son dispositif éthique et compliance. ENGIE a obtenu en 2015 la

certification anti-corruption délivrée par le cabinet Mazars, société d'expertise comptable et de commissariat aux comptes et par l'ADIT, société d'intelligence économique. En 2018, le Groupe a obtenu la certification ISO 37001 relative à ses systèmes de management anti-corruption, la certification IOS 37001 a été renouvelée en 2019. Cette certification a été délivrée par ETHIC Intelligence, une agence de certification spécialisée dans la certification de programmes de prévention de la corruption, qui se conforme aux exigences de la norme ISO 17021-1 & 9.

L'audit de certification a été effectué au niveau du groupe ENGIE ainsi que dans plusieurs entités opérationnelles, ce périmètre représentant les activités du Groupe dans leur globalité, tant sur le plan géographique que sur le plan des métiers. Dans ce cadre, en 2019, un audit de contrôle de certification a été mené sur l'ensemble de ces activités et portant sur de nouvelles entités et a confirmé la certification du Groupe.

3.9 Plan de vigilance

La présente section présente de manière synthétique le plan de vigilance du groupe ENGIE ainsi que le compte rendu de sa mise en œuvre opérationnelle ⁽¹⁾.

Le plan de vigilance regroupe l'ensemble des mesures mises en place par ENGIE SA pour prévenir pour ses activités et celles de ses filiales contrôlées (conformément à l'article L. 233-1 du Code de commerce), les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi qu'envers l'environnement, conformément à ses engagements éthiques et de responsabilité sociale. L'adhésion du Groupe aux standards

internationaux relatifs aux droits humains, incluant la santé et la sécurité des personnes, et à l'environnement est le socle minimal des engagements que le Groupe entend appliquer partout où il opère.

Le plan repose sur les différentes démarches d'identification et de prévention des risques du Groupe propres à chaque enjeu ou périmètre de vigilance, et de fait déjà déployées depuis plusieurs années, ainsi que sur un dispositif d'alerte commun. Pleinement adossé sur l'organisation éthique, il bénéficie d'un pilotage, d'une gouvernance et d'un suivi dédiés.

3.9.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement

Le Groupe exerce sa vigilance au moyen de différentes politiques couvrant l'ensemble des enjeux objets du plan et des procédures régulières d'identification et d'évaluation des risques, de détermination des objectifs et des dispositifs de suivi et d'évaluation de leur efficacité.

Les 300 *due diligences* éthiques effectuées en 2019 par le département de la sûreté d'ENGIE et les 92 *due diligences* effectuées par des prestataires externes comportent toutes une étude relative aux violations ou soupçons de violation des règles en matière de droits humains, santé sécurité et environnement.

Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains

Les risques majeurs d'impacts négatifs sur les droits humains de tout individu liés aux activités du Groupe concernent les droits fondamentaux des travailleurs (santé-sécurité au travail, liberté d'association, non-discrimination, interdiction du travail forcé et du travail des enfants, durée du travail, conditions de logement des travailleurs), les droits des communautés locales (conséquences sur la santé et les conditions de vie des communautés locales, déplacement et relogement des populations), la sûreté des employés et des sites (pratiques des forces de sécurité privées et publiques, sûreté des employés dans les pays à risques) et les pratiques des partenaires et des fournisseurs (comme les

conditions d'approvisionnement en énergie ou les pratiques des partenaires commerciaux dans les projets).

La politique droits humains du Groupe, adoptée en 2014, explicite les engagements du Groupe et prévoit des processus réguliers d'identification et de gestion des risques pour que chaque entité s'assure de leur respect dans leurs activités et de leurs relations commerciales. Les entités doivent notamment évaluer annuellement leurs activités au regard de leurs impacts sur les droits humains, via un questionnaire dédié (processus ERM), ainsi que toute nouvelle activité commerciale (questionnaire dédié visant à identifier les facteurs de risques propres à l'activité envisagée : liés au pays, à l'activité, à la présence de populations vulnérables, aux produits/services utilisés, ou encore aux relations commerciales). Les partenaires commerciaux et fournisseurs font aussi l'objet de *due diligences* éthiques incluant explicitement les droits humains. Le suivi de l'application de ces processus est intégré dans le rapport de conformité éthique (indicateurs quantitatifs) et dans le système de contrôle interne.

En 2019, six BU sont été évaluées comme à risques en matière de droits humains, soit en raison de leurs pays d'activités, soit de leurs types d'activités. Les risques spécifiques identifiés font l'objet au niveau opérationnel de plans d'actions spécifiques (pour des exemples de

(1) Des informations plus détaillées sur le plan de vigilance et sa mise en œuvre sont disponibles sur le site internet du Groupe : <https://engie.com/ethique-compliance/plan-vigilance>

réponses, voir le site internet dédié au plan de vigilance). Les outils d'identification des risques ont été affinés en 2019 pour tenir compte de des nouvelles activités du Groupe. Une formation présentielle sur la démarche droits humains du Groupe a été développée. Un nouveau module *e-learning* sur les droits humains pour tous les collaborateurs a été lancé.

Le référentiel Achat qui intégrait une clause éthique et vigilance a été renforcée en 2019 au travers de la mise à jour du Code de Conduite de la relation avec les fournisseurs pour y intégrer les exigences des conventions de l'Organisation Internationale du Travail relatives aux droits fondamentaux des travailleurs. L'accent a également été mis sur les mesures pour lutter contre la discrimination et le harcèlement de toute personne travaillant au sein du Groupe mais également au profit des personnels de ses sous-traitants.

Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité-sûreté des personnes

La cartographie des risques santé-sécurité-sûreté des personnes intègre d'une part les risques d'atteinte à la santé-sécurité-sûreté des personnes travaillant pour le Groupe, employés, intérimaires et sous-traitants, et d'autre part les risques liés aux installations industrielles du Groupe ou à celles que le Groupe maintient et/ou exploite pour le compte de clients, pouvant générer des risques pour les personnes travaillant pour le Groupe ou pour les riverains de ces installations industrielles.

L'identification des risques induits par les activités du Groupe, leur évaluation ainsi que le suivi des plans d'actions de traitement font l'objet de revues annuelles. ENGIE s'est doté de dispositifs de contrôle permettant de s'assurer de la mise en œuvre des actions et de l'atteinte des objectifs⁽¹⁾. Un bilan global santé-sécurité est présenté annuellement au Comex et au CEEDD.

En 2019, les actions visant à réduire le taux de fréquence des accidents de travail ont été poursuivies. Un programme spécifique «*No Life At Risk*» a été déployé à la maille Groupe pour renforcer la culture sécurité des collaborateurs et des sous-traitants, ainsi que l'engagement à la mise en œuvre des règles fondamentales du Groupe destinées à prévenir les accidents graves et mortels, notamment respect des Règles Qui Sauvent du Groupe, identification et maîtrise des risques, identification et traitement des situations et événements à haut potentiel de gravité, arrêt des travaux si les conditions de sécurité ne sont pas réunies (voir également pour plus de détails la Section 3.4.6 «Politique de santé et sécurité»).

Ces différentes dispositions ont été complétées en 2019 par :

- une campagne de communication pour renforcer l'analyse des risques de l'activité juste avant de la débuter pour mieux les maîtriser (*last minute risk assessment*) ;
- la révision de la formation des *managers* destinée à renforcer leur *leadership* en santé-sécurité : la formation a été complétée notamment avec différents outils mis à la disposition des *managers*, collaborateurs, intérimaires et sous-traitants pour prévenir les accidents graves et mortels ;
- le déploiement d'un *e-learning* d'Ancre Mémoriel® des règles fondamentales en santé-sécurité-sûreté destiné à l'ensemble des salariés du Groupe ;

- la mise en place d'une règle dédiée à la promotion de la culture juste en santé-sécurité, destinée à renforcer les comportements vertueux, en particulier les propositions de modifications techniques ou d'organisation, et à instaurer un système de sanctions proportionnées à la gravité des écarts constatés.

Le Groupe dispose d'une politique de protection des personnes vis-à-vis d'actes de malveillance, que les collaborateurs et sous-traitants se trouvent sur les sites où ils travaillent habituellement, ou que les collaborateurs soient en mission ou en expatriation. Les mesures de prévention et de protection sont adoptées suivant la criticité de la zone géographique dans laquelle se trouve la personne. Cette criticité est évaluée en permanence en lien avec les autorités locales.

Prévenir et gérer les risques liés à l'environnement et au sociétal

Les risques environnementaux identifiés par le Groupe sont les risques liés à l'Eau (rareté de la ressource et pollution en cas de rejet), à la Biodiversité (dégradation des écosystèmes), à l'Air (émission de polluants atmosphériques), aux Sols (pollution des sols) et aux Déchets (pollution et traitement des déchets). Ces risques environnementaux locaux sont étudiés annuellement au niveau des sites et permettent d'établir une liste de sites «à risque». Outre ces risques locaux, ENGIE prend en compte des risques globaux, en particulier le risque climatique. D'un point de vue sociétal, les risques analysés sont l'impact des activités sur les communautés locales et leurs conséquences sociales.

La politique RSE du Groupe⁽²⁾ oriente la démarche de vigilance en matière environnementale et sociétale. Les risques environnementaux et sociétaux sont analysés périodiquement à tous les niveaux de l'entreprise. Des critères d'analyse RSE permettent d'identifier et d'intégrer les risques, comme le changement climatique, la biodiversité, l'air, l'eau et les sols avant le lancement des projets. Chaque site industriel identifié «à risque» établit un plan d'actions intégrant l'ensemble de ces aspects environnementaux en concertation avec les parties prenantes locales. D'un point de vue sociétal, les risques analysés sont l'impact des activités sur les communautés locales et ses conséquences sociales. La politique RSE du Groupe vise à mettre en place des plans d'actions à différents niveaux pour éviter, réduire et, si besoin, compenser les impacts environnementaux et sociétaux des activités du Groupe. Cette politique est déclinée au niveau de chaque BU, filiale et site. Sa mise en œuvre est suivie au travers d'objectifs et de plans d'actions revus chaque année. Ce processus de revue permet de s'assurer de la bonne application de nos obligations en matière de vigilance environnementale et sociétale.

En 2019, le suivi de la mise en œuvre des plans d'actions sur les sites présentant un risque environnemental potentiel a été intégré au *reporting* environnemental. Les BU possédant des sites industriels ont toutes contribué. Environ 20% des sites font l'objet de plans d'action. Par ailleurs, 74% des activités industrielles sont couvertes par un mécanisme approprié de dialogue avec les parties prenantes et la Direction RSE a formé les *business developers* et les directeurs de projet de 6 entités/BU à sa méthodologie de dialogue avec leurs parties prenantes dans leurs activités. De plus, la Direction appuie au quotidien les équipes opérationnelles dans leur démarche de dialogue. Pour plus d'information : <https://www.engie.com/analystes-rse/gouvernance/devoir-de-vigilance-des-risques-environnementaux-et-societaux/>.

(1) Comme des points santé-sécurité réalisés à chaque réunion du Comex, un dispositif de reporting d'indicateurs dédiés à la santé-sécurité de ses collaborateurs et à celle de ses sous-traitants intervenant sur ses sites, des revues annuelles de performance avec les différentes BU du Groupe

(2) Pour plus de détails sur cette politique, voir Section 3.1.1 «Politique et gouvernance RSE».

Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie

Les risques sociaux et environnementaux liés à l'approvisionnement en énergie du Groupe (charbon, biomasse, gaz, GNL) ont été identifiés comme un enjeu spécifique de vigilance pour le Groupe. Ils sont gérés directement par la BU Global Energy Management (GEM) qui a identifié certains risques spécifiques à chacune de ses activités (par sources d'énergie, par pays, etc.) ainsi que les acteurs pertinents et les réponses à apporter notamment par le biais des initiatives sectorielles existantes. Une stratégie RSE a été formalisée pour répondre à ces enjeux, avec des plans d'actions spécifiques par source d'énergie.

En 2019, au sein de la BU GEM, la structure de gouvernance a été renforcée pour s'assurer de la prise en compte du devoir de vigilance dans les processus de décision et l'approche d'évaluation des risques dans les chaînes d'approvisionnement a été systématisée. Une nouvelle stratégie centrée sur les aspects sociaux et environnementaux a aussi été élaborée.

Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie

La Gouvernance Achats du Groupe, document directeur du système de management, a été révisée en 2019 pour renforcer le rôle du Directeur des Achats de la BU notamment en matière éthique. À ce titre, une analyse des risques éthiques doit être menée dans chaque BU en tenant compte des métiers, des catégories et montants d'achat, des organisations et des projets et encourage la rotation des acteurs de la fonction Achats engagés dans la relation fournisseur.

La prévention des risques est également assurée à travers la mise en œuvre des trois processus opérationnels, «Gérer les catégories d'Achats», «Acheter & Approvisionner» et «Gérer le panel fournisseur», le système de management de la fonction Achats hors énergie⁽¹⁾ intègre les exigences liées aux droits humains, à la santé sécurité au travail, à l'éthique et à l'environnement. Le plan de prévention du devoir de

vigilance est mis en œuvre par les Processus Achats en suivant les étapes clés suivantes :

- analyse des risques et opportunités par catégories Achats et par pays (amendée en 2019 avec notre partenaire EcoVadis) ;
- plan de gestion associé (critères de qualification et de sélection des fournisseurs préférentiels, nécessité d'audit, diligence raisonnable, données fournisseurs accessibles via le portail *Procurement Information Center*, etc.) ;
- intégration des clauses contractuelles relatives à l'éthique, RGPD, etc ;
- mesure de la performance délivrée par les fournisseurs et les plans d'amélioration associés.

Par ailleurs, le partenariat lancé fin 2018 avec un prestataire externe (ECOVADIS) a été prorogé en 2019 pour évaluer l'impact RSE des 250 Fournisseurs Préférentiels du Groupe à travers quatre dimensions (Environnement, Travail et droits humains, Éthique et Achats durables). En juin 2019, l'évaluation RSE des fournisseurs a été étendue aux Fournisseurs Majeurs des BU pour couvrir un panel d'environ 1400 fournisseurs existant à travers près de 70 pays et représentant une part significative de la dépense.

En parallèle de l'évaluation des fournisseurs, le partenaire ECOVADIS a établi une cartographie des risques couvrant l'ensemble des catégories d'achats du Groupe. Cette cartographie des risques a confirmé que six catégories d'achats étaient à hauts risques tout domaine confondu : ingénierie et installation clé en main, éolienne, éclairage, construction et génie civil, canalisations et structure acier, équipement mécanique et services. Cette matrice de risques associée à un ensemble de recommandations permet de définir des critères de sélection et des moyens de limitation des risques pour les nouveaux fournisseurs.

Enfin, l'évaluation des nouveaux fournisseurs préférentiels du Groupe étant mise en œuvre systématiquement en phase d'appel d'offres, le Groupe peut mener la *due diligence* complète prérequis avant la contractualisation.

3.9.2 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements

Suite aux lois Sapin 2 et sur le devoir de vigilance, Le Groupe a déployé en 2018 un nouveau dispositif d'alerte commun à l'ensemble du Groupe et une nouvelle politique relative aux lanceurs d'alerte. Il a fait l'objet, au 1^{er} janvier 2019, d'une communication spécifique à l'ensemble des collaborateurs, par le biais de *mailing*, de *scribing* et d'affiches et d'une visibilité particulière sur le site internet du Groupe et a été présenté aux institutions représentatives du personnel via les comités existants au niveau du Groupe, comme le Comité d'Entreprise Européen.

Ce dispositif⁽²⁾ est ouvert à tous les collaborateurs, permanents ou temporaires, et à toutes ses parties prenantes externes et couvre tous

les enjeux de vigilance. L'alerte peut être lancée, de manière anonyme ou non, par mail (ethics@engie.com) ou par appel téléphonique gratuit. Elle est reçue par un prestataire externe qui transmettra le signalement anonyme à ENGIE pour son traitement.

En 2019, 183 alertes ont été reçues via le dispositif, dont 96 relèvent de sujets liés au devoir de vigilance (catégorie «responsabilité sociale et droits humains»). La majorité de ces alertes concernent des allégations liées aux relations inter-individuelles entre les collaborateurs ou à des faits de harcèlement.

(1) La Politique achats Groupe s'applique aux fournisseurs avec lesquels ENGIE entretient une relation contractuelle directe. Pour plus de détails sur cette politique, voir Section 3.7. «Achats, sous-traitance et fournisseurs».

(2) Pour plus d'informations sur le dispositif : <https://www.engie.com/ethique-et-compliance/notre-approche/dispositif-alerte-2/>.

3.9.3 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan

Un pilotage et suivi au plus haut niveau de l'entreprise

Le Groupe a mis en place un suivi et une coordination globale au plus haut niveau de l'entreprise pour s'assurer de répondre de manière effective et coordonnée aux objectifs de la loi. Le plan de vigilance du Groupe a été validé par le COMEX du Groupe le 22 janvier 2018 qui a confié à la Direction Éthique, Compliance & Privacy son pilotage, sous la responsabilité de la Secrétaire Générale. Un compte rendu de sa mise en œuvre effective du plan est présenté annuellement au CEEDD. Un comité spécifique multi-directions⁽¹⁾ a été créé avec pour mission de s'assurer d'une démarche effective d'ENGIE SA pour le Groupe, de la diffusion du plan et de l'augmentation de la prise de conscience des entités et de la facilité de la remontée d'informations pour répondre aux exigences

légales de *reporting*. De plus, chaque entité doit s'assurer à son niveau et au sein de leurs filiales directes et indirectes de la connaissance et du bon déploiement du plan vigilance. Le suivi de ces actions par les entités est intégré dans le rapport de conformité éthique annuel.

L'association avec les parties prenantes

Le plan et les avancées de sa mise en œuvre sont présentés et discutés régulièrement avec les institutions représentatives du personnel via les comités existants au niveau du Groupe, comme le Comité d'Entreprise Européen, et par ailleurs le CEEDD et le Conseil d'Administration. Au niveau local, il est aussi demandé aux entités de présenter le plan de vigilance et les obligations issues de la loi à leurs organisations représentatives du personnel.

(1) Le comité de suivi est composé des quatre principales filières concernées par la mise en œuvre opérationnelle du plan : les Directions Éthique, Compliance & Privacy et de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise qui assurent la co-présidence du comité, ainsi que des Directions Global Care et Sourcing Stratégique et Achats ; des directions fonction support Juridique, Audit et Contrôle interne ; des BU considérées comme les plus à risques sur les enjeux de vigilance : MESCANT, Asie-Pacifique, Amérique latine, GEM et Royaume-Uni.

3.10 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière figurant dans le rapport de gestion Groupe

Exercice clos le 31 décembre 2019

A l'Assemblée Générale,

En notre qualité d'organisme tiers indépendant, accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1681 (portée d'accréditation disponible sur le site www.cofrac.fr) et membre du réseau de l'un des commissaires aux comptes de la société ENGIE (ci-après « entité »), nous vous présentons notre rapport sur la déclaration consolidée de performance extra-financière relative à l'exercice clos le 31 décembre 2019 (ci-après la « Déclaration »), présentée dans le rapport de gestion en application des dispositions des articles L. 225-102-1, R. 225-105 et R. 225-105-1 du Code de commerce.

Responsabilité de l'entité

Il appartient au conseil d'administration d'établir une Déclaration conforme aux dispositions légales et réglementaires, incluant une présentation du modèle d'affaires, une description des principaux risques extra-financiers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance.

La Déclaration a été établie en appliquant les procédures de l'entité (ci-après le « Référentiel ») dont les éléments significatifs sont présentés dans la Déclaration et disponibles sur demande auprès de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du Code de commerce et le Code de déontologie de la profession. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle.

Responsabilité de l'organisme tiers indépendant

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, de formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur :

- la conformité de la Déclaration aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du Code de commerce ;
- la sincérité des informations fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du Code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques, ci-après les « Informations ».

Il ne nous appartient pas en revanche de nous prononcer sur le respect par l'entité des autres dispositions légales et réglementaires applicables, notamment, en matière de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ni sur la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Nature et étendue des travaux

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément aux dispositions des articles A. 225-1 et suivants du Code de commerce, à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention et à la norme internationale ISAE 3000⁽¹⁾ :

- nous avons pris connaissance de l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation et de l'exposé des principaux risques ;
- nous avons apprécié le caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa fiabilité, sa neutralité et son caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- nous avons vérifié que la Déclaration couvre chaque catégorie d'information prévue au III de l'article L. 225-102-1 en matière sociale et environnementale ainsi que de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225-105 lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques et comprend, le cas échéant, une explication des raisons justifiant l'absence des informations requises par le 2^{ème} alinéa du III de l'article L. 225-102-1 ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente le modèle d'affaires et une description des principaux risques liés à l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par ses relations d'affaires, ses produits ou ses services ainsi que les politiques, les actions et les résultats, incluant des indicateurs clés de performance afférents aux principaux risques ;
- nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour :
 - apprécier le processus de sélection et de validation des principaux risques ainsi que la cohérence des résultats, incluant les indicateurs clés de performance retenus, au regard des principaux risques et politiques présentés, et
 - corroborer les informations qualitatives (actions et résultats) que nous avons considérées les plus importantes⁽²⁾. Pour certains risques : « Mauvaise acceptation sociétale », « Atteinte

(1) ISAE 3000 - Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information.

(2) **Informations sociales** : Les résultats de la politique de développement et de mobilité des ressources humaines (Engie Skills, Engie Mobility, Engie University), les résultats de la politique de diversité, les résultats de la politique santé sécurité.

Informations environnementales : Le changement climatique (les postes significatifs d'émissions du fait de l'activité, les objectifs de réduction, mesures d'adaptation), la gestion de l'eau et des sites en situation de stress hydrique, la protection de la biodiversité.

Informations sociétales : Les actions engagées pour prévenir la corruption et l'évasion fiscale, les résultats de la politique achats responsables.

- à la réputation », « Manque d'adhésion des salariés », « Corruption » et « Non-conformité fiscale », nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante, pour les autres risques, des travaux ont été menés au niveau de l'entité consolidante et dans une sélection d'entités.
- nous avons vérifié que la Déclaration couvre le périmètre consolidé, à savoir l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L. 233-16 ;
- nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'entité et avons apprécié le processus de collecte visant à l'exhaustivité et à la sincérité des Informations ;
- pour les indicateurs clés de performance et les autres résultats quantitatifs que nous avons considérés les plus importants⁽¹⁾, nous avons mis en œuvre :
- des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions ;
- des tests de détail sur la base de sondages, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher les données des pièces justificatives. Ces travaux ont été menés auprès d'une sélection d'entités contributrices⁽²⁾ listées ci-dessus et couvrent 20 % des effectifs et entre 33 et 83 % des données environnementales ;

- nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation.
- Nous estimons que les travaux que nous avons menés en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences de 12 personnes et se sont déroulés entre septembre 2019 et mars 2020 sur une durée totale d'intervention de 30 semaines.

Nous avons mené une dizaine d'entretiens avec les personnes responsables de la préparation de la Déclaration, représentant notamment les ressources humaines, la santé et sécurité, l'environnement.

Conclusion

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que la déclaration consolidée de performance extra-financière est conforme aux dispositions réglementaires applicables et que les Informations, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Paris-La Défense, le 10 mars 2020

L'Organisme Tiers Indépendant

EY & Associés

Jean-François Belorgey
Associé

Alexis Gazzo
Associé, Développement Durable

(1) **Informations sociales :** Effectif total, Effectif total - répartition par zone géographique, Effectif total - répartition par CSP, Effectif total - répartition par type de contrat, Proportion de femmes dans l'effectif, Proportion de femmes dans l'encadrement, Proportion d'alternants dans l'effectif, Proportion de salariés handicapés, Nombre d'embauches en CDI, Nombre d'embauches en CDD, Taux d'embauche, Taux d'embauche CDI, Nombre de licenciements, Turnover, Turnover volontaire, Pourcentage d'effectif formé, Nombre total d'heures de formation, Nombre d'heures de formation par personne formée, Jours d'absence par personne, Nombre d'accidents mortels (collaborateurs), Taux de fréquence, Taux de gravité (selon le référentiel français), Taux de gravité (selon le référentiel OIT), Le % d'engagement issu de l'enquête Engie&Me ; le % de femmes nommées GMR (Group managed roles) ; le % des GMR (Group managed roles), ni français, ni belges ; le % des entités du Groupe ayant un processus s'assurant de la formation « aux règles qui sauvent » des sous-traitants ; % des entités du Groupe ayant un processus assurant l'identification et le traitement des événements à haut potentiel de gravité.

Informations sociétales : Taux de satisfaction clients BtoC, Formation du personnel le plus exposé au risque de corruption.

Informations environnementales : Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS, Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO14001 (non EMAS), Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique), Renouvelable – Électricité et chaleur produites, Consommation d'énergie primaire –total (excluant l'autoconsommation), Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation), Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz), Émissions totales directes de GES scope 1, Émissions totales directes de GES scope 2, Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie, Eau douce (Prélèvement total et Rejet total), Eau non douce (Prélèvement total et Rejet total), Consommation d'eau totale (eau douce et non douce), Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Émissions de NOx, Émissions de SO₂, Émissions de poussières.

(2) **Informations sociales :** Audits réalisés au niveau BU : BU France Renouvelables, BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est

Audits réalisés au niveau des entités : BU France BtoC : Direction des Tarifs Réglementés ; BU France Réseaux : Cofely Réseaux Etablissement ; BU Royaume-Uni : ENGIE Services ; BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie : SUEZ Tractebel Operation & Maintenance (Oman), BU Autres : Activités Corporate d'ENGIE SA

Informations environnementales : Audits réalisés au niveau BU : BU Royaume Uni Audits réalisés au niveau des entités : BU France Renouvelables : CN'Air, Compagnie Nationale du Rhône ; BU France BtoB : Installation Engie Cofely - Territoire Est-Nord et filiales d'ENGIE de production et distribution d'énergie – Territoire Est-Nord ; BU France Réseaux : Climespace ; BU Generation Europe : centrales de Coö, DK6 (Dunkerque), Knippegroen, SPEM (Montoir), Maxima, Amercoeur et Eems ; BU Benelux : Doel, Tihange ; BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est : ENGIE Servizi ; BU Amérique Latine : ENGIE Generación Monterrey, centrales de Mejillones, Tocopilla et Inversiones Hornitos (ENGIE Energia Chile) ; BU Brésil : centrales de Salto Santiago, Companhia Energetica Estreito, Machadinho, ITA Energetica et Jorge Lacerda (ENGIE Brasil Energia) ; BU Asie-Pacifique : centrale de Pelican Point ; BU Storengy : site de stockage de Chémery

3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales

Exercice clos le 31 décembre 2019

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de Commissaires aux Comptes de la société ENGIE (ci-après « entité »), nous avons effectué un examen visant à nous permettre d'exprimer une assurance raisonnable sur les indicateurs environnementaux et sociaux sélectionnés par ENGIE et identifiés par le signe ■■ aux paragraphes 3.4 et 3.5 du document d'enregistrement universel (ci-après « les Données ⁽¹⁾ ») établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Responsabilité de l'entité

Ces Données ont été préparées sous la responsabilité de la Direction générale d'ENGIE, conformément aux référentiels utilisés par la société (ci-après les « Référentiels ») pour le reporting des données sociales et environnementales, dont un résumé figure dans le document d'enregistrement universel dans la partie « Eléments méthodologiques » et « Note de méthodologie des indicateurs sociaux », disponibles sur demande au siège de la société auprès de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le Code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du Code de commerce. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes d'exercice professionnel et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité des Commissaires aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'exprimer une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les Données ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs conformément aux Référentiels. Les conclusions formulées ci-après portent sur ces seules

Données et non sur l'ensemble des paragraphes 3.4 et 3.5 du document d'enregistrement universel.

Nous avons conduit les travaux décrits ci-après conformément à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention et à la norme internationale ISAE 3000 ⁽²⁾.

- Nous avons apprécié le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- Nous avons vérifié la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Données ;
- Nous avons mené des entretiens auprès des personnes concernées de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe au siège et des Business Units (ci-après « BU ») afin d'analyser le déploiement et l'application des Référentiels ;
- Nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les Données et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des Données ;
- Nous avons testé les Données au niveau d'un échantillon d'entités représentatives que nous avons sélectionnées ⁽³⁾ en fonction de leur activité, de leur contribution aux Données consolidées, de leur implantation et d'une analyse de risque. Nous avons mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures et mis en œuvre des tests de détail approfondis sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives. L'échantillon ainsi sélectionné représente 50 % des effectifs et entre 15 % et 61 % des informations environnementales.

(1) **Informations sociales et santé sécurité** : Effectif total ; Effectif total - Répartition par zone géographique ; Effectif total - répartition par CSP, Effectif total - Répartition par type de contrat ; Effectif féminin ; Proportion de femmes dans l'effectif ; Proportion de femmes dans l'encadrement ; Pourcentage d'effectif formé ; Taux de fréquence.

Informations environnementales : Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ; Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ; Efficacité énergétique des centrales à combustible fossiles (inclus biomasse/biogaz) ; Renouvelable - Puissance nette installée (électrique et thermique) ; Renouvelable – Électricité et chaleur produites ; Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Emissions totales directes de GES – Scope 1 ; Emissions totales directes de GES – Scope 2 ; Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie

(2) ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information.

(3) **Informations sociales et santé sécurité** : Audits réalisés au niveau BU : BU France Renouvelables ; BU Benelux ; BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est ; BU Tractebel Engineering. Audits réalisés au niveau des entités : BU France BtoB : INEO, ENDEL ; BU France BtoC : Direction des Tarifs Réglementés ; BU France Réseaux : Cofely Réseaux Etablissement ; BU Royaume-Uni : ENGIE Services ; BU Amérique du Nord : Unity International Group, ENGIE Insight Services ; BU Amérique Latine : IMA Industrial ; BU Brésil : ENGIE Brasil Serviços de Energia ; BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie : SUEZ Tractebel Operation and Maintenance (Oman) ; BU Asie-Pacifique : ENGIE Services Singapore ; BU GRTgaz : GRTgaz ; BU Elengy : Elengy ; BU Autres : Activités Corporate d'ENGIE SA.

Informations environnementales : Audits réalisés au niveau BU : BU Royaume-Uni Audits réalisés au niveau des entités : BU France Renouvelables : CN'AIR, Compagnie Nationale du Rhône ; BU France BtoB : Filiales d'ENGIE de production et distribution d'énergie – Territoire Est-Nord ; BU France Réseaux : Climespace ; BU Génération Europe : centrales de Coö, DK6 (Dunkerque), Knippegroen, SPEM (Montoir), Maxima, Amercoeur et Eems ; BU Benelux : Doel, Thange ; BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est : ENGIE Servizi ; BU Amérique Latine : ENGIE Generación Monterrey, centrales de Mejillones, Tocopilla et Inversiones Hornitos (ENGIE Energia Chile) ; BU Brésil : centrales de Salto Santiago, Companhia Energetica Estreito, Machadinho, ITA Energetica et Jorge Lacerda (ENGIE Brasil Energia) ; BU Asie-Pacifique : centrale de Pelican Point ; BU Storengy : site de stockage de Chémery

Déclaration de performance extra-financière et informations RSE

3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes

Nous estimons que les méthodes d'échantillonnage et tailles d'échantillons que nous avons retenues en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance raisonnable. Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnages ainsi que des autres limites inhérentes au fonctionnement de tout système d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative sur les Données ne peut être totalement éliminé.

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les Données.

Conclusion

A notre avis, les informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe ■■ aux paragraphes 3.4 et 3.5 du document d'enregistrement universel ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels.

Fait à Paris-La Défense le 10 mars 2020

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES
Olivier Broissand Patrick E. Suissa

ERNST & YOUNG et Autres
Charles-Emmanuel Chosson Stéphane Pédron

3

Déclaration de performance extra-financière et informations RSE

4

Gouvernance

4

4.1	Organes d'administration	122		
4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	122		
4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	141		
4.2	Dialogue actionnarial	148		
4.2.1	Dialogue du Président	148		
4.2.2	Assemblée Générale du 14 mai 2020 - Composition du Conseil d'Administration	149		
4.3	Direction Générale	149		
4.4	Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction	150		
4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	150		
4.4.2	Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)	164		
4.4.3	Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance	165		
4.4.4	Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social - Historique des plans en vigueur	167		
4.4.5	Actions de Performance consenties durant l'exercice 2019 par ENGIE et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des actions ENGIE, aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés	170		
4.4.6	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2019		171	
4.5	Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise		171	
4.5.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales		171	
4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées		171	
4.5.3	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction		172	
4.5.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations		172	
4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales		174	
4.5.6	Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE		175	
4.5.7	Mandats des Commissaires aux comptes		175	
4.6	Code de gouvernement d'entreprise		176	
4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées		177	

Les informations présentées dans cette section forment le rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise établi conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 dernier alinéa du Code de commerce. Ce rapport a été préparé sur la base des délibérations du Conseil d'Administration. Il a été présenté aux Comités du Conseil pour les parties relevant de leurs domaines d'activité, puis approuvé par le Conseil dans sa séance du 26 février 2020 (les évolutions de la composition du Conseil d'Administration proposées à l'Assemblée Générale du 14 mai 2020 sont précisées à la Section 4.2.2).

Il rend compte notamment de la composition du Conseil d'Administration, des conditions de préparation et d'organisation de ses travaux et des limitations apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Direction Générale. Il comprend également la politique de diversité au sein du Conseil. Ce rapport rappelle, à la Section 4.4 «Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction», les dispositions applicables, les principes et les règles arrêtés pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux.

4.1 Organes d'administration

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration

Selon les termes de l'article 13 des statuts de la Société et conformément aux dispositions des articles L. 225-17, L. 225-23 et L. 225-27 du Code de commerce, le Conseil d'Administration d'ENGIE est composé de 22 membres au plus dont trois Administrateurs représentant les salariés du Groupe et un Administrateur représentant les salariés actionnaires.

La durée du mandat des Administrateurs est de quatre ans. Les mandats des Administrateurs élus viennent à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale réunie dans l'année au cours de laquelle expire le mandat, pour statuer sur les comptes de l'exercice écoulé.

Le remplacement des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale dont le poste est devenu vacant en cours de mandat suite au décès ou à la démission d'un ou plusieurs sièges d'Administrateur est soumis aux dispositions légales et réglementaires en vigueur, étant précisé que ces dispositions ne sont toutefois pas applicables en cas de vacance, pour quelque cause que ce soit, d'un siège d'Administrateur élu par les salariés et du siège de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

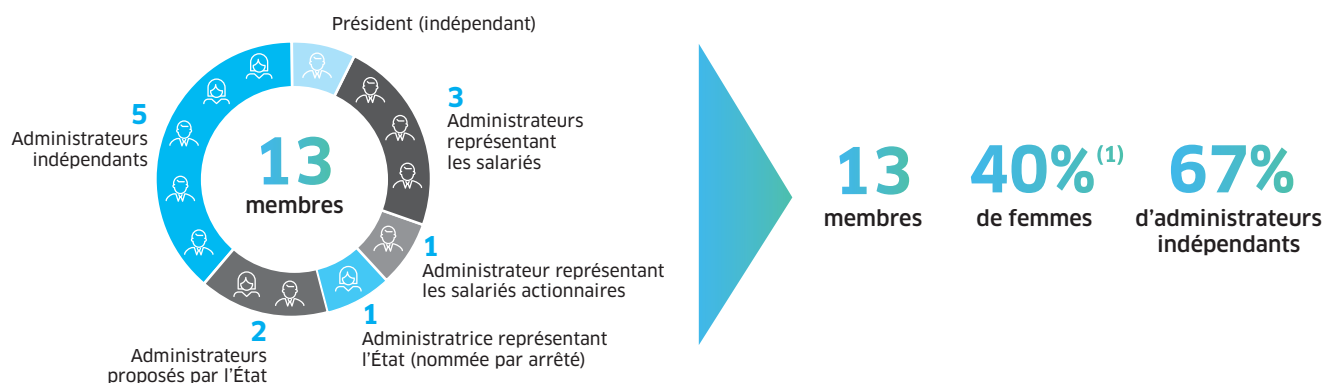
L'Assemblée Générale du 17 mai 2019 a réélu, en qualité d'Administrateurs, Françoise Malrieu, Marie-José Nadeau, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Patrice Durand.

Isabelle Kocher a remis le 24 février 2020 sa démission de son mandat d'Administratrice.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 13 membres, dont :

- 6 Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes ;
- 2 Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État français, en vertu de l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014, compte tenu de la participation de l'État français au capital ;
- 1 Administratrice représentant de l'État, nommée par arrêté, en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- 3 Administrateurs élus représentant les salariés conformément aux dispositions des articles L. 225-27 et suivants du Code de commerce ; et
- 1 Administrateur représentant les salariés actionnaires conformément aux dispositions de l'article L. 225-23 du Code de commerce, élu par l'Assemblée Générale des actionnaires.

Le Conseil d'Administration comprend six Administrateurs indépendants (voir Sections 4.1.1.1 «Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice», et 4.1.1.5 «Indépendance des Administrateurs en exercice») ; il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 67%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.



(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration, la loi prévoit que les Administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas élus par l'Assemblée Générale, ne sont pas pris en compte.














4.1.1.1 Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-17 du Code de commerce qui instaure un principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprend quatre femmes Administratrices sur 13. Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des conseils d'administration, la loi prévoit qu'à ce jour les Administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas élus par l'Assemblée Générale ne sont pas pris en compte. Ainsi, le Conseil

d'Administration d'ENGIE comprenant trois Administrateurs représentant les salariés, l'appréciation est faite sur une base de 10 Administrateurs dont quatre sont des femmes, soit 40% de femmes.

ENGIE veille également à la diversité et l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 13 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, britannique, canadienne et française).

PRÉSENTATION SYNTHÉTIQUE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Prénom, nom, sexe ⁽¹⁾ et âge	Nationalité	Nombre d'actions ENGIE détenues ⁽²⁾	Nb de mandats dans d'autres sociétés cotées	Administrateur indépendant	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au Conseil ⁽³⁾	Participation à des Comités du Conseil ⁽⁴⁾
Jean-Pierre Clamadieu H, 61 ans 	Française	30 000	2	✓	18/05/2018	2022	1	Pdt du CSIT, CNRG ⁽⁵⁾
Fabrice Brégier H, 58 ans 	Française	500	1	✓	03/05/2016	2020	3	CNRG
Françoise Malrieu F, 74 ans 	Française	1 419	0	✓	02/05/2011	2023	8	Pdte du CNRG, Comité d'Audit, CEEDD
Ross McInnes H, 65 ans 	Française Australienne	500	3	✓	18/05/2018	2022	1	Pdt du CEEDD, Comité d'Audit, CSIT
Marie-José Nadeau F, 66 ans 	Canadienne	1000	1	✓	28/04/2015	2023	4	Pdte du Comité d'Audit, CSIT
Lord Ricketts of Shortlands H, 67 ans 	Britannique	750	0	✓	03/05/2016 ⁽⁶⁾	2020	3	CNRG
Isabelle Bui F, 38 ans 	Française	0	1	×	05/06/2019	2023	0	Comité d'Audit, CSIT, CNRG
Patrice Durand H, 66 ans 	Française	750	0	×	14/12/2016	2023	3	CSIT
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière F, 51 ans 	Française	500	1	×	28/04/2015	2023	4	CEEDD
Christophe Agogué H, 58 ans 	Française	125	0	NA ⁽⁷⁾	18/05/2018	2022	1	CEEDD
Alain Beullier H, 55 ans 	Française	51	0	NA ⁽⁷⁾	21/01/2009	2022	11	CNRG
Philippe Lepage H, 55 ans 	Française	287	0	NA ⁽⁷⁾	28/04/2014	2022	5	CSIT
Christophe Aubert H, 55 ans 	Française	160	0	NA ⁽⁷⁾	12/05/2017	2021	2	Comité d'Audit

(1) Femme (F), Homme (H).

(2) Sont dispensés d'être propriétaire d'actions de la Société, les Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, l'Administrateur représentant de l'État et les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (voir Section 4.1.2.1 «Présidence et organisation»).

(3) En années échues.

(4) CSIT : Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies.

CNRG : Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance.

CEEDD : Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

(5) Assiste au Comité sans en être membre.

(6) Avec prise d'effet au 1^{er} août 2016.

(7) Conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'administrateurs indépendants ; voir également la Section 4.1.1.5 ci-dessous.

CHANGEMENTS INTERVENUS DANS LA COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DES COMITÉS

	Départ	Nomination	Renouvellement
Conseil d'Administration	Ann-Kristin Achleitner (17/05/2019)	Isabelle Bui (05/06/2019)	Patrice Durand (17/05/2019)
	Edmond Alphandéry (17/05/2019)		Mari-Noëlle Jégo-Laveissière (17/05/2019)
	Aldo Cardoso (17/05/2019)		Françoise Malrieu (17/05/2019)
	Catherine Guillouard (17/05/2019)		Marie-José Nadeau (17/05/2019)
	Barbara Kux (17/05/2019)		
	Isabelle Kocher (24/02/2020)		
Comité d'Audit	Edmond Alphandéry (17/05/2019)	Isabelle Bui (26/06/2019)	Marie-José Nadeau ⁽¹⁾ (17/05/2019)
	Aldo Cardoso ⁽¹⁾ (17/05/2019)		
CSIT	Edmond Alphandéry ⁽¹⁾ (17/05/2019)	Jean-Pierre Clamadieu ⁽¹⁾ (17/05/2019)	Patrice Durand (17/05/2019)
	Aldo Cardoso (17/05/2019)	Ross McInnes (17/05/2019)	Marie-José Nadeau (17/05/2019)
	Catherine Guillouard (17/05/2019)	Isabelle Bui (26/06/2019)	
CNRG		Isabelle Bui (26/06/2019)	Françoise Malrieu ⁽¹⁾ (17/05/2019)
CEEDD	Ann-Kristin Achleitner ⁽¹⁾ (17/05/2019)	Ross McInnes ⁽¹⁾ (17/05/2019)	Mari-Noëlle Jégo-Laveissière (17/05/2019)
	Barbara Kux (17/05/2019)		Françoise Malrieu (17/05/2019)

(1) *Président(e) de Comité.*

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale (6)

**Âge et nationalité**

61 ans

Nationalité française

Première nomination

18/05/2018

Échéance du mandat

2022

Actions détenues

30 000 actions

Adresse professionnelle

ENGIE

1 place Samuel de Champlain

92400 Courbevoie

JEAN-PIERRE CLAMADIEU**Président du Conseil d'Administration**

Jean-Pierre Clamadieu est diplômé de l'École Nationale Supérieure des mines de Paris et ingénieur du Corps des mines. Il débute sa carrière au sein de l'Administration française, travaillant en particulier pour le ministère de l'Industrie, ainsi que comme conseiller technique du ministre du Travail. En 1993, il rejoint le groupe Rhône-Poulenc et occupe plusieurs postes de direction. En 2003, il est nommé Directeur Général, puis en 2008 Président-Directeur Général du groupe Rhodia. En septembre 2011, suite à l'opération de rapprochement entre les groupes Rhodia et Solvay, Jean-Pierre Clamadieu est nommé Vice-Président du Comité Exécutif de Solvay. De mai 2012 à fin février 2019, Jean-Pierre Clamadieu était Président du Comité Exécutif et CEO de Solvay. Le 18 mai 2018, il a été nommé Administrateur et Président du Conseil d'Administration d'ENGIE.

Participation à des Comités du ConseilPrésident du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies ⁽¹⁾

Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

Président du Conseil d'Administration d'ENGIE

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Président du Conseil d'Administration de l'Opéra national de Paris

Administrateur référent d'AXA ⁽²⁾, Administrateur d'Airbus ⁽²⁾

Vice-Chairman du Comité Exécutif du World Business Council for Sustainable Development (Suisse)

Membre de France Industrie, de l'European Table for Industry et du Comité Directeur de l'Institut Montaigne

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières annéesPrésident du Comité Exécutif et CEO de Solvay (Belgique) ⁽²⁾

Administrateur de Faurecia et de la SNCF

Président du CEFIC (Conseil européen des industries chimiques)

Administrateur du Conseil international des associations de la chimie (ICCA)

Président de la Commission développement durable du Medef

Président du Conseil des chefs d'entreprise France-Brésil de Medef International

Compétences clés

Mandat de Président ou d'administrateur d'une grande société

Direction Générale

Secteur industrie

(1) Depuis le 17 mai 2019.

(2) Société cotée.

**Âge et nationalité**

58 ans

Nationalité française

Première nomination

03/05/2016

Échéance du mandat

2020

Actions détenues

500 actions

Adresse professionnelle

ENGIE

1 place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie**FABRICE BRÉGIER**

Ancien élève de l'École Polytechnique, Ingénieur en chef du Corps des mines, Fabrice Brégier a débuté sa carrière à la Direction régionale de l'industrie et de la recherche (DRIRE) de la région Alsace au ministère du Redéploiement industriel et du Commerce extérieur avant d'être nommé Sous-Directeur des affaires économiques, internationales et financières à la Direction Générale de l'alimentation du ministère de l'Agriculture en 1989. Après plusieurs nominations de Conseiller auprès de différents ministres, Fabrice Brégier rejoint Matra Défense en 1993 où il sera successivement Président de *joint-ventures* franco-allemandes puis Directeur des Activités de Tir à Distance de Sécurité au sein de Matra BAe Dynamics. En 1998, il devient CEO de Matra BAe Dynamics, avant d'être nommé en 2001 CEO de MBDA, société européenne *leader* des systèmes de missiles. Il rejoint Eurocopter début 2003 dont il devient le Président et CEO en avril. Il est nommé en 2005 Directeur de la division Eurocopter et membre du Comité Exécutif d'EADS puis en 2006 Chief Operating Officer d'Airbus et membre du Comité Exécutif d'EADS. De 2012 à 2018, Fabrice Brégier est Président et CEO d'Airbus. En septembre 2018, il devient Président de Palantir Technologies France, société *leader* du *Big Data*.

Participation à des Comités du Conseil

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Principales activités exercées hors de la Société

Président de Palantir Technologies France

Mandats en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

Administrateur d'ENGIE

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Président de Palantir Technologies France

Membre du Conseil d'Administration de SCOR ⁽¹⁾**Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années**

Chief Operating Officer d'Airbus (1) et Président d'Airbus Commercial Aircraft jusqu'en février 2018

Compétences clefs

Direction Générale

Digital, Innovation, nouvelles technologies

Secteur industrie

(1) Société cotée.

**Âge et nationalité**

74 ans

Nationalité française

Première nomination

02/05/2011

Échéance du mandat

2023

Actions détenues

1 419 actions

Adresse professionnelle19 avenue Léopold II
75016 Paris**FRANÇOISE MALRIEU**

Françoise Malrieu est une experte de la finance et de la gouvernance. Diplômée des Hautes Études Commerciales, elle commence en 1969 sa carrière au département d'analyse financière de la BNP dont elle prend ultérieurement la direction. Elle rejoint Lazard Frères en 1987 dont elle anime le département de fusions-acquisitions. En tant que gérant puis associé-gérant, elle participe à de nombreuses opérations, en particulier aux programmes de privatisations. En 2001, elle rejoint Deutsche Bank, en tant que Managing Director responsable de l'activité de finance d'entreprises. Elle cesse son activité bancaire en 2010. Ayant mis depuis plusieurs années son expertise et sa connaissance des entreprises au service de la gouvernance, elle participe dès lors activement à la réflexion et à l'élaboration des meilleures pratiques de place. Membre d'instances dirigeantes de plusieurs associations, elle contribue à la mise en œuvre de projets à impact social entre les entreprises et le monde associatif.

Participation à des Comités du Conseil

Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Membre du Comité d'Audit et du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Principales activités exercées hors de la Société

Administratrice de sociétés

Mandats en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

Administratrice d'ENGIE

Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Membre du Comité d'Audit et du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Administratrice du groupe La Poste et de Lazard Frères Banque

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Présidente du Conseil d'Administration de la Société de Financement de l'Économie Française – SFEF

Membre du Conseil de Surveillance d'Oberthur Technologies

Membre du Conseil de Surveillance de Bayard Presse SA

Compétences clefs

Finance

Mandat de Président ou d'administrateur d'une grande société

RSE

(1) Société cotée.

**Âge et nationalité**

65 ans

Nationalité française et australienne

Première nomination

18/05/2018

Échéance du mandat

2022

Actions détenues

500 actions

Adresse professionnelle

SAFFRAN

2 bd du Général Martial Valin

75015 Paris

ROSS McINNES

Diplômé de l'Université d'Oxford, Ross McInnes débute sa carrière en 1977 au sein de Kleinwort Benson, à Londres puis à Rio de Janeiro. En 1980, il rejoint la Continental Bank (devenue Bank of America) au sein de laquelle il occupe successivement plusieurs postes dans les activités de Corporate finance, à Chicago puis à Paris. En 1989, Ross McInnes rejoint Eridania Beghin-Say, dont il est nommé directeur financier en 1991, puis membre du Conseil d'Administration en 1999. L'année suivante, Ross McInnes rejoint Thomson-CSF (devenu Thales) en tant que Directeur Général Adjoint et directeur financier et accompagne la transformation du groupe jusqu'en 2005. Il intègre alors le groupe PPR (devenu Kering) comme Directeur Général, Finances et Stratégie, puis rejoint en 2006 le Conseil de Surveillance de Générale de Santé. Il assure la présidence du Directoire de Générale de Santé de manière intérimaire de mars à juin 2007. Il occupe aussi les fonctions de *Vice-Chairman* de Macquarie Capital Europe, spécialisé notamment dans les investissements en infrastructures. En mars 2009, Ross McInnes intègre Safran et devient Directeur Général Adjoint, Affaires économiques et financières au mois de juin suivant. Il a été membre du Directoire de Safran de juillet 2009 à avril 2011, puis Directeur Général Délégué jusqu'en avril 2015. Le 23 avril 2015, il devient Président du Conseil d'Administration de Safran. Par ailleurs, Ross McInnes est depuis février 2015 Représentant Spécial pour les relations économiques avec l'Australie, nommé par le ministre des Affaires étrangères et du Développement international dans le cadre de la diplomatie économique française. De novembre 2016 à novembre 2019, il est membre du Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise. En février 2017, il rejoint SICOM, l'associé commandité de VIVESCIA Industries, en qualité de «personne qualifiée». En octobre 2017, Ross McInnes est nommé, par le Premier ministre, co-Président du Comité «Action Publique 2022», chargé de proposer des pistes de réformes sur les politiques publiques ; mission achevée depuis lors. Depuis janvier 2018, Ross McInnes est *Trustee* et *Director* de la Fondation IFRS. En octobre 2018, le Premier ministre lui confie la mission de promouvoir la France en direction des entreprises britanniques ou étrangères du secteur non financier implantées au Royaume-Uni. Ross McInnes est par ailleurs Administrateur d'Eutelsat Communications et de Lectra.

Participation à des Comités du Conseil

Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (depuis le 17 mai 2019)

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies (depuis le 17 mai 2019) et du Comité d'Audit

Principales activités exercées hors de la SociétéPrésident du Conseil d'Administration de Safran ⁽¹⁾**Mandats en cours****Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

Administrateur d'ENGIE

Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Membre du Comité d'Audit et du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au GroupePrésident du Conseil d'Administration de Safran ⁽¹⁾Administrateur de Lectra ⁽¹⁾ et d'Eutelsat Communications ⁽¹⁾

Représentant spécial pour les relations économiques avec l'Australie

Personne qualifiée de SICOM, associé commandité de VIVESCIA Industries

Trustee et *Director* de la Fondation IFRS**Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années**Administrateur de Faurecia ⁽¹⁾, d'IMI Plc ⁽¹⁾ (Grande-Bretagne), et de Société Financière du PlanierAu sein du groupe Safran ⁽¹⁾ : Directeur Général Délégué de Safran, Administrateur de Safran USA, Inc. (États-Unis), et Représentant permanent d'Établissement Vallaroché au Conseil d'Administration de Soreval (Luxembourg).**Compétences clefs**

Mandat de Président ou d'administrateur d'une grande société

Finance

Secteur industrie

(1) Société cotée.

**Âge et nationalité**

66 ans

Nationalité canadienne

Première nomination

28/04/2015

Échéance du mandat

2023

Actions détenues

1 000 actions

Adresse professionnelle300 avenue des Sommets,
App. 1102

Verdun (Québec)

H3E 2B7 (Canada)

MARIE-JOSÉ NADEAU

Marie-José Nadeau est experte du secteur de l'énergie. Elle est Présidente honoraire du Conseil mondial de l'énergie une organisation internationale dont elle a présidé le Conseil de 2013 à 2016. Avocate de formation et titulaire d'une maîtrise en droit de l'Université d'Ottawa, elle a exercé les fonctions de Secrétaire Générale et de Vice-Présidente exécutive – Affaires corporatives au sein de la société Hydro-Québec (Canada) pendant 22 ans. Administratrice chevronnée, elle est Vice-Présidente du Advisory Council du Electric Power Research Institute (États-Unis), Vice-Présidente du Conseil et du Comité Exécutif de l'Orchestre symphonique de Montréal, administratrice de Metro Inc., un des principaux détaillants canadiens de commerce de détail, et administratrice de Trans Mountain Corporation, une société qui exploite et développe un réseau de pipelines dans l'Ouest canadien. En 2009, le Barreau du Québec lui a remis la distinction *Advocatus Emeritus* en reconnaissance de sa contribution exceptionnelle à la profession juridique. En 2016, elle a été reçue membre de l'Ordre du Canada en reconnaissance de son engagement dans les domaines de l'éducation et de l'environnement.

Participation à des Comités du Conseil

Présidente du Comité d'Audit

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Principales activités exercées hors de la Société

Administratrice de sociétés

Mandats en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

Administratrice d'ENGIE

Présidente du Comité d'Audit

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au GroupeAdministratrice de Metro Inc ⁽¹⁾ et de Trans Mountain Corporation (Canada)

Présidente de l'Advisory Council d'Electric Power Research Institute (États-Unis)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Présidente du Conseil mondial de l'énergie (Royaume-Uni)

Secrétaire Générale et Vice-Présidente exécutive – Affaires corporatives de Hydro-Québec (Canada)

Administratrice de l'Orchestre symphonique de Montréal, de l'Université Concordia et de Churchill Falls and Labrador Corporation Limited (Canada)

Compétences clefs

Secteur de l'énergie

Mandat de Président ou d'administrateur d'une grande société

Direction Générale

(1) Société cotée.

**Âge et nationalité**

67 ans

Nationalité britannique

Première nomination

03/05/2016

Échéance du mandat

2020

Actions détenues

750 actions

Adresse professionnelle

15 Queensmead Road

Bromley

Kent – BR2 0ER

(Royaume-Uni)

LORD RICKETTS OF SHORTLANDS

Diplômé de l'Université d'Oxford et Master of Arts de littérature anglaise du Pembroke College, Honorary DLC de l'Université du Kent et Honorary LLD de l'Université de Bath, Peter Ricketts a débuté sa carrière en 1974 au Foreign and Commonwealth Office (FCO). Il a été affecté en 1975 comme Attaché politique à Singapour ; il a ensuite été en poste auprès de la délégation du Royaume-Uni à l'OTAN à Bruxelles avant de rejoindre le FCO, où il exerce les fonctions de Directeur Adjoint du cabinet de Sir Geoffrey Howe, ministre des Affaires étrangères en 1983, de premier secrétaire d'Ambassade à Washington (États-Unis) en 1985, de Chef de division à Hong Kong en 1990, de Conseiller aux affaires européennes et économiques à l'Ambassade en France en 1995 et de Directeur Politique adjoint en 1997. Il est nommé en 2000 Président du Joint Intelligence Committee puis en 2001 Directeur politique du FCO. De 2003 à 2006, il est représentant permanent du Royaume-Uni à l'OTAN. Il devient en 2006 Secrétaire Général du FCO, puis en 2010 Conseiller pour la sécurité nationale au Royaume-Uni. Enfin, de 2012 à janvier 2016, il a été Ambassadeur du Royaume-Uni en France et à Monaco. En octobre 2016, il est nommé à la House of Lords.

Participation à des Comités du Conseil

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Principales activités exercées hors de la Société

Membre de la House of Lords, Londres (Royaume-Uni)

Président du Normandy Memorial Trust (Association bénévole) (Royaume-Uni)

Membre de la Royal Academy (Royaume-Uni)

Mandats en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

Administrateur d'ENGIE

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Conseiller stratégique de Lockheed Martin (Royaume-Uni)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

Enjeux géostratégiques

Secteur public

Dialogue social / ressources humaines

Administrateur représentant de l'État, nommé par arrêté (1)

Administrateur du secteur public

**Âge et nationalité**

38 ans

Nationalité française

Première nomination

05/06/2019

Échéance du mandat

2023

Actions détenues

0

Adresse professionnelle

Agence des Participations

de l'État

Bâtiment Colbert – Télédock 228

139 rue de Bercy

75572 Paris Cedex 12

ISABELLE BUI

Diplômée de l'Institut d'Études Politiques de Paris et l'École Nationale d'Administration, Isabelle Bui a débuté sa carrière en 2008 au ministère de l'Économie et des Finances, à la Direction Générale du Trésor comme adjointe au chef de bureau Investissements, propriété intellectuelle et services. Après deux autres postes au Trésor dans les bureaux Investissements, lutte contre la criminalité financière et sanctions puis Financement du logement et activité d'intérêt général, elle rejoint en 2012 le groupe Total. Elle y occupe les fonctions d'Adjointe au Directeur Affaires publiques internationales chargée des affaires multilatérales jusqu'en 2014. De retour à la Direction Générale du Trésor, elle est nommée Chef de bureau Services bancaires et moyens de paiement. Avant de rejoindre l'Agence des Participations de l'État en mai 2019 en tant que Directrice de participations Transports, elle était, depuis 2017, Secrétaire Générale du Club de Paris, Chef de bureau Endettement, financement international et secrétariat du Club de Paris.

Participation à des Comités du Conseil

Membre du Comité d'Audit (depuis le 26 juin 2019), du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies (depuis le 26 juin 2019) et du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (depuis le 26 juin 2019)

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice de participations Transports de l'APE

Mandats en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

Administratrice d'ENGIE

Membre du Comité d'Audit et du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies et du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Administratrice d'Aéroports de Paris ⁽¹⁾ en qualité de représentant de l'État

Administratrice de la Régie autonome des transports parisiens (RATP) en qualité de représentante de l'État

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Administrateur de la Monnaie de Paris en qualité de représentant de l'État

Compétences clefs

Secteur public

Mandat de Président ou d'administrateur d'une grande société

Finance

(1) Société cotée.

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État (2)

**Âge et nationalité**

66 ans

Nationalité française

Première nomination

14/12/2016

Échéance du mandat

2023

Actions détenues

750 actions

Adresse professionnelle22 avenue Théophile Gautier
75016 Paris**PATRICE DURAND**

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École Nationale d'Administration, Patrice Durand débute sa carrière en 1978 en tant que Sous-préfet, directeur de cabinet du Préfet de l'Eure-et-Loir, puis de la région Haute-Normandie en 1979. De 1981 à 1994, il occupe successivement les fonctions de chargé de mission à la Direction Générale de l'administration au ministère de l'Intérieur, Secrétaire Général adjoint puis Secrétaire Général du Club de Paris ; chef du bureau énergie, transports, mines et Secrétaire du Fonds de développement économique et social, chef du bureau biens d'équipement et autres participations et sous-directeur des participations à la direction du Trésor. Il devient en 1994 Directeur Général Adjoint puis en 1995 Directeur Général Délégué chargé des affaires économiques et financières d'Air France. À partir de 1999, il est membre du Comité Exécutif en charge notamment des finances de la direction centrale des risques, de l'inspection générale, des affaires juridiques, de la gestion d'actifs, de l'informatique et des traitements avant de devenir en 2002 Directeur Général Délégué du groupe du Crédit Lyonnais. En 2003, il est également nommé Directeur du fonctionnement et de la logistique et membre du Comité Exécutif de Crédit Agricole SA. En 2005, il rejoint le groupe Thales en tant que Directeur Général Adjoint finances et administration. De 2012 à 2015, il est Directeur Général Adjoint finances et opérations du groupe Ingenico. Depuis 2016, il est Administrateur de sociétés françaises et étrangères.

Participation à des Comités du Conseil

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

Administrateur d'ENGIE

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Membre du Conseil de surveillance de Global Collect Services BV (Pays-Bas)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Administrateur d'Ingenico do Brasil Ltda (Brésil), Ingenico Holdings Asia II Limited (Hong Kong), Ingenico Mexico, SA de C.V (Mexique), Ingenico Corp, Ingenico Inc (Latin America), Ingenico Inc. (États-Unis)

Membre du Conseil de surveillance de GCS Holding BV (Pays-Bas)

Administrateur de Ingenico Holding Asia (Hong Kong) et Fujian Landi Commercial Equipment Co. Ltd (Chine)

Chief Finance and Operations Officer Ingenico ⁽¹⁾**Compétences clefs**

Finance

Secteur industrie

Secteur des services

(1) Société cotée.

**Âge et nationalité**

51 ans

Nationalité française

Première nomination

28/04/2015

Échéance du mandat

2023

Actions détenues

500 actions

Adresse professionnelle

ORANGE

Orange Gardens

44 avenue de la République

92320 Châtillon

MARI-NOËLLE JÉGO-LAVEISSIÈRE

Diplômée de l'École Normale Supérieure, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière est également ingénieur du Corps des mines. Elle a débuté sa carrière en 1996, à la Direction Régionale Paris, Département Réseau de Distribution de France Télécom. Elle occupe ensuite diverses fonctions de direction au sein du groupe dénommé Orange depuis le 1^{er} juillet 2013, notamment dans les activités Marketing, Recherche et Développement, et Réseaux internationaux et Entreprise. Directrice Exécutive Innovation, Marketing et Technologies et membre du Comité Exécutif du groupe Orange depuis mars 2014, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, a été nommée, le 2 mai 2018, Directrice Générale Adjointe du groupe Orange, en charge de l'entité Technology and Global Innovation.

Participation à des Comités du Conseil

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice Générale Adjointe du groupe Orange, en charge de l'entité Technology and Global Innovation

Mandats en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

Administratrice d'ENGIE

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au GroupeDirectrice Générale Adjointe du groupe Orange⁽¹⁾, en charge de l'entité Technology and Global Innovation (depuis le 2 mai 2018)Administratrice de Valéo⁽¹⁾ et des sociétés NoWCP, Orange Roumanie (Roumanie), Soft@Home et Viaccess**Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années**

Administratrice de l'Agence Nationale des Fréquences (ANFR) et de Nordnet

Compétences clefs

Digital, Innovation, nouvelles technologies

Secteur des services

RSE

(1) Société cotée.

Administrateurs élus représentant les salariés (3)

**Âge et nationalité**

58 ans

Nationalité française

Première nomination

18/05/2018

Échéance du mandat

2022

Actions détenues

125 actions

au 31/12/2019

Adresse professionnelle

GRDF

6 rue Condorcet

75009 Paris

CHRISTOPHE AGOGUÉ

Christophe Agogué est diplômé des Hautes Études Commerciales avec une spécialisation financière. Il rentre en 1986 à EDF où il est chargé des négociations avec la COGEMA dans le domaine du retraitement du combustible usé. Après un passage en cabinet de direction, il est plus spécialement chargé de la gestion puis membre du directoire de la filiale Nersa en charge du réacteur Superphénix. En 2001, il rejoint Gaz de France où il anime le département en charge des immobilisations, et participe aux opérations de rachat du réseau de transport à l'État et aux premières réflexions sur la régulation des activités d'infrastructure. Ayant rejoint GRDF depuis sa création, il travaille à la construction de plusieurs tarifs d'acheminement. Il occupe des fonctions syndicales pour le compte de la CFE-Énergies à partir de 2009. Il sera notamment représentant syndical au Comité Central d'Entreprise de GRDF et au Comité Groupe France d'ENGIE, et Secrétaire de son Comité d'Établissement.

Participation à des Comités du Conseil

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Principales activités exercées hors de la SociétéSalarié de GRDF ⁽¹⁾ à la Direction Économie Régulation

Auteur d'essais, romans et pièces de théâtre

Mandats en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

Administrateur d'ENGIE parrainé par la Fédération des industries électriques et gazières – CFE-Énergies

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Membre du Conseil d'Administration de Rassembleurs d'Énergies ⁽¹⁾**Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe**

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

Finance

Dialogue social / ressources humaines

Secteur de l'énergie

(1) Groupe ENGIE.

**Âge et nationalité**

55 ans

Nationalité française

Première nomination

21/01/2009

Échéance du mandat

2022

Actions détenues

51 actions

Adresse professionnelle

ELENGY

Zone portuaire, BP 35

44550 Montoir-de-Bretagne

ALAIN BEULLIER

Recruté en 1984, Alain Beullier a exercé différentes activités en service clientèle et de conseiller commercial dans plusieurs centres d'EDF GDF Services en région parisienne. Actuellement salarié d'Elengy chargé de la veille réglementaire environnementale, il a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège «autres salariés», par suffrage des salariés le 18 décembre 2008 et réélu le 14 mars 2014 et le 15 mars 2018. Alain Beullier est titulaire du Certificat d'Administrateur de Sociétés délivré par Sciences Po Executive Education et l'Institut Français des Administrateurs, promotion 2016.

Participation à des Comités du Conseil

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié d'Elengy⁽¹⁾ en charge de la veille réglementaire environnementale

Mandats en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

Administrateur d'ENGIE parrainé par la Fédération chimie énergie – CFDT

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

RSE

Secteur de l'énergie

Dialogue social / ressources humaines

(1) Groupe ENGIE.

**Âge et nationalité**

55 ans

Nationalité française

Première nomination

28/04/2014

Échéance du mandat

2022

Actions détenues

287 actions

Adresse professionnelle

ELENGY

Zone portuaire, BP 35

44550 Montoir-de-Bretagne

PHILIPPE LEPAGE

Recruté en 1982, Philippe Lepage a exercé d'octobre 1982 à juillet 2002 la fonction de Technicien de maintenance courant fort, de juillet 2002 à janvier 2009 la fonction de Tableautiste et depuis janvier 2009 la fonction d'Assistant chef de quart au terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne. Philippe Lepage a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège «autres salariés», par suffrage des salariés le 14 mars 2014 et réélu le 15 mars 2018.

Participation à des Comités du Conseil

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié d'Elengy⁽¹⁾ attaché au Secrétariat Général

Mandats en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

Administrateur d'ENGIE parrainé par la Fédération nationale des Mines et de l'Énergie – CGT

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Administrateur représentant les salariés d'Elengy⁽¹⁾ élu par suffrage des salariés le 25 mai 2009 et réélu le 14 octobre 2014

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Membre de l'Association Française du Gaz, représentant des salariés représentant pour la CGT au comité de dialogue sectoriel gaz de la commission Européenne, membre du bureau du Comité Stratégique de Filière des «Nouveaux Systèmes Énergétiques»

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

Digital, Innovation, nouvelles technologies

Secteur de l'énergie

Environnement réglementaire

(1) Groupe ENGIE.

Administrateur représentant les salariés actionnaires, élu par l'Assemblée Générale (1)

**Âge et nationalité**

55 ans

Nationalité française

Première nomination

12/05/2017

Échéance du mandat

2021

Actions détenues

160 actions

Adresse professionnelle

ENGIE Solutions

18 rue Thomas Edison

33610 Canéjan

CHRISTOPHE AUBERT

Christophe Aubert a travaillé dans de nombreuses entreprises telles que Technicatome (CEA), Staefa control system, Landis&Gyr (Siemens) et Industelec (EDF), puis a rejoint ENGIE Solutions en février 2002, en tant que responsable commercial au sein d'une agence territoriale dans le Sud-Ouest, avant d'intégrer en 2007 la direction commerciale régionale Sud-Ouest. Il est titulaire du Certificat d'Administrateur de Sociétés délivré par Sciences Po Executive Education et l'Institut Français des Administrateurs, promotion 2019.

Participation à des Comités du Conseil

Membre du Comité d'Audit

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié d'ENGIE Énergie Services ⁽¹⁾, en tant que chef de projet rattaché à la direction commerciale Sud-Ouest, en charge du développement de projets complexes

Mandats en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

Administrateur d'ENGIE parrainé par la Fédération Construction Bois – CFDT

Membre du Comité d'Audit

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Membre du Conseil de Surveillance des FCPE Link France et ORS 2015 France

Gérant de la société MAAC IMMO

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

Secteur des services

Finance

Environnement réglementaire

(1) Groupe ENGIE.

4.1.1.2 Commissaire du gouvernement

Conformément à l'article L. 111-70 du Code de l'énergie, le ministre chargé de l'Énergie désigne auprès de la Société un Commissaire du gouvernement qui assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'Administration et des Comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Cette fonction est assurée par Laurent Michel, nommé par arrêté du 13 novembre 2014. Anne-Florie Coron a été nommée par arrêté du 5 mai 2017 en qualité de suppléante.

4.1.1.3 Représentant du Comité social et économique

Conformément aux articles L.2312-72 et suivants du Code du travail, un membre titulaire du Comité social et économique, désigné par ce dernier, assiste avec voix consultative à toutes les séances du Conseil d'Administration. Cette fonction est assurée par Hamid Aït Ghezala.

4.1.1.4 Absence de conflits d'intérêts ou de condamnation

Le Président porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflits d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, le Directeur Général ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflit d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur.

Outre les dispositions du Code de commerce applicables en matière de conventions réglementées, la Charte de l'Administrateur (voir Section 4.1.2.1 « Présidence et organisation ») prévoit notamment que chacun des Administrateurs doit s'efforcer d'éviter tout conflit pouvant exister entre ses intérêts moraux et matériels et ceux de la Société, informer le Conseil de tout conflit d'intérêts dans lequel il pourrait être, directement ou indirectement, impliqué et, dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêts, s'abstenir de participer aux débats ainsi qu'à toute décision sur les matières concernées.

A la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs, à l'égard d'ENGIE, des Administrateurs et leurs intérêts privés et/ou d'autres devoirs.

Il n'existe aucun lien familial entre les Administrateurs.

A la connaissance d'ENGIE, aucun des Administrateurs ni des dirigeants d'ENGIE n'a, au cours des cinq dernières années, fait l'objet d'une condamnation pour fraude prononcée, participé en qualité de dirigeant à une faillite, mise sous séquestre, liquidation ou placement d'entreprises

sous administration judiciaire, fait l'objet d'une mise en cause et/ou sanction publique officielle prononcée par une autorité statutaire ou réglementaire, été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur, ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

Par ailleurs, aucun prêt, aucune garantie n'a été accordé ou constitué en faveur des membres des organes d'administration ou de direction.

4.1.1.5 Indépendance des administrateurs en exercice

L'article 1.1.2 du Règlement Intérieur dispose que le Conseil doit procéder, chaque année avant l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé, à une évaluation de l'indépendance de chacun de ses membres au regard des critères qu'il aura retenus. Le processus d'évaluation de l'indépendance de chaque Administrateur a été mené par le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance lors de sa séance du 7 février 2020, puis par le Conseil d'Administration le 26 février 2020.

Ces instances ont examiné au cas par cas la qualification de chacun des Administrateurs au regard du Code Afep-Medef auquel elles se réfèrent.

Il est précisé que les Administrateurs suivants, dont la désignation résulte d'obligations légales ou statutaires, ne peuvent être considérés comme indépendants :

- Isabelle Bui, Administrateur représentant de l'État, désigné en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ainsi que Patrice Durand et Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, conformément à l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- Alain Beullier, Philippe Lepage et Christophe Agogué, Administrateurs représentant les salariés, conformément aux dispositions des articles L. 225-27 et suivants du Code de commerce ; Christophe Aubert, Administrateur représentant les salariés actionnaires, conformément aux dispositions de l'article L. 225-23 du même Code.

Six Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir également la Section 4.1.1.1 « Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice ») ; il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 67%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

INDÉPENDANCE DES ADMINISTRATEURS AU REGARD DES CRITÈRES D'INDÉPENDANCE ÉNONCÉS AU §9 DU CODE AFEF-MEDEF

	Indépendant (I) Non indépendant (NI)	Salarié mandataire social au cours des 5 années précédentes	Mandats croisés	Relations d'affaires significatives	Lien familial	Commissaire aux comptes	Durée du mandat supérieure à 12 ans	Statut du dirigeant mandataire social non-exécutif	Statut de l'actionnaire important
Jean-Pierre Clamadieu	I								
Fabrice Brégier	I								
Françoise Malrieu	I								
Ross McInnes	I								
Marie-José Nadeau	I								
Peter Ricketts of Shortlands	I								
Isabelle Bui	NI								x
Patrice Durand	NI								x
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	NI								x
Christophe Agogué	NI	x							
Alain Beuillier	NI	x							
Philippe Lepage	NI	x							
Christophe Aubert	NI	x							

x = critère d'indépendance non satisfait.

Critère 1 : Salarié mandataire social au cours des cinq années précédentes

Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes :

- salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société ;
- salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur d'une société que la Société consolide ;
- salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur de la société mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société mère.

Critère 2 : Mandats croisés

Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de cinq ans) détient un mandat d'administrateur.

Critère 3 : Relations d'affaires significatives

Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil :

- significatif de la Société ou de son groupe ;
- ou pour lequel la Société ou son groupe représente une part significative de l'activité.

L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation (continuité, dépendance économique, exclusivité, etc.) explicités dans le rapport annuel.

Critère 4 : Lien familial

Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.

Critère 5 : Commissaire aux comptes

Ne pas avoir été Commissaire aux comptes de la Société au cours des 5 années précédentes.

Critère 6 : Durée du mandat supérieure à 12 ans

Ne pas être administrateur de la Société depuis plus de 12 ans. La perte de la qualité d'administrateur indépendant intervient à la date anniversaire des douze ans.

Critère 7 : Statut du dirigeant mandataire social non-exécutif

Un dirigeant mandataire social non exécutif ne peut être considéré comme indépendant s'il perçoit une rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.

Critère 8 : Statut de l'actionnaire important

Des administrateurs représentant des actionnaires importants de la Société ou sa société mère peuvent être considérés comme indépendants dès lors que ces actionnaires ne participent pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10% en capital ou en droits de vote, le conseil, sur rapport du comité des nominations, s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

4.1.1.6 Situation de cumul des mandats des administrateurs

Le nombre de mandats exercés par les administrateurs dans des sociétés cotées extérieures au Groupe y compris étrangères, a été apprécié, au 26 février 2020, conformément aux recommandations du Code Afep-Medef, paragraphe 19 selon lequel «Un dirigeant mandataire social exécutif ne doit pas exercer plus de deux autres mandats

d'administrateur dans des sociétés cotées extérieures à son groupe, y compris étrangères. Un administrateur ne doit pas exercer plus de quatre autres mandats dans des sociétés cotées extérieures au Groupe, y compris étrangères».

	Nombre de mandats dans des sociétés cotées extérieures ⁽¹⁾	Conformité aux critères du Code Afep-Medef
Jean-Pierre Clamadieu	2	✓
Fabrice Brégier	1	✓
Françoise Malrieu	0	✓
Ross McInnes	3	✓
Marie-José Nadeau	1	✓
Peter Ricketts of Shortlands	0	✓
Isabelle Bui	1	✓
Patrice Durand	0	✓
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	1	✓
Christophe Agogué	0	✓
Alain Beullier	0	✓
Philippe Lepage	0	✓
Christophe Aubert	0	✓

(1) Selon les critères du Code Afep-Medef.

4.1.1.7 Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration s'attache à promouvoir la diversité en son sein au regard des qualifications et expériences professionnelles, du genre, de la nationalité et de l'âge de ses membres.

S'agissant des qualifications et de l'expérience professionnelle des administrateurs, l'objectif du Conseil est que sa composition soit en adéquation avec les activités d'ENGIE, ses enjeux et ses orientations stratégiques, contribuant ainsi à la qualité des décisions prises. C'est en application de cet objectif que le Conseil propose à l'Assemblée Générale des actionnaires du 14 mai 2020 le renouvellement pour une durée de quatre ans des mandats d'administrateur de Fabrice Brégier et de Lord Ricketts of Shortlands, dont les compétences clefs sont reprises dans le tableau ci-dessous.

Suite aux échanges avec les investisseurs menés au cours de l'exercice 2019, le Conseil d'Administration a décidé, sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, de faire évoluer la restitution au marché des compétences des administrateurs vers une approche plus individualisée et centrée exclusivement sur les compétences clefs de chaque administrateur.

Dans ce cadre, il a été décidé de renseigner, pour chaque administrateur, ses trois compétences clefs, fondées sur ses qualifications et expériences professionnelles, qui sont recensées dans le tableau ci-dessous et sous les biographies de chacun d'entre eux.

COMPETENCES INDIVIDUELLES CLEFS DES ADMINISTRATEURS

Liste des compétences	Mandat de Président ou d'administrateur Direction d'une Générale grande société	Digital, Dialogue Innovation, social / Secteur									
		RSE	Finance	technologies	humaines	l'énergie	services	industrie	public	Enjeux géostratégiques	Environnement
Jean-Pierre Clamadieu	✓	✓									✓
Fabrice Brégier	✓			✓							✓
Françoise Malrieu		✓	✓	✓							
Ross McInnes		✓		✓							✓
Marie-José Nadeau	✓	✓						✓			
Lord Ricketts							✓			✓	✓
Isabelle Bui		✓		✓						✓	
Patrice Durand				✓					✓	✓	
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière			✓		✓					✓	
Christophe Agogué				✓			✓		✓		
Alain Beullier			✓				✓		✓		
Philippe Lepage					✓				✓		✓
Christophe Aubert			✓						✓		✓

S'agissant de la proportion de femmes et d'hommes, l'exigence légale d'avoir au moins 40% de femmes et 40% d'hommes au sein du Conseil est satisfaite. Ainsi, au 26 février 2020, la proportion de femmes est de 40%.

Sur les 13 administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, britannique, canadienne et française).

Enfin, s'agissant de l'âge, le Conseil comprend un administrateur de plus de 70 ans. L'exigence légale applicable, en l'absence de disposition statutaire spécifique, est donc satisfaite, à savoir que le nombre d'administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne soit pas supérieur au tiers des administrateurs en fonction.

4.1.2 Fonctionnement du Conseil d'Administration

4.1.2.1 Présidence et organisation

Le fonctionnement du Conseil est défini à l'article 14 des statuts et ses modalités d'organisation figurent à l'article 1 du Règlement Intérieur, qui précise les voies et les moyens d'un fonctionnement efficace du Conseil au service de la Société et de ses actionnaires ainsi que les obligations des Administrateurs.

Le Conseil d'Administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et, conformément à son Règlement Intérieur, au moins six fois par an dont au moins une fois par trimestre. Les réunions du Conseil peuvent être tenues par tout moyen de visioconférence ou de télécommunication permettant l'identification des Administrateurs et garantissant leur participation effective.

Assistent également aux réunions du Conseil d'Administration, le Commissaire du gouvernement et le représentant du Comité social et économique central, qui disposent d'une voix consultative ainsi que la Directrice Générale nommée dans le contexte de la transition et Secrétaire Générale, la Directrice Générale Adjointe en charge des Finances et de la RSE, le Directeur Général Adjoint en charge des Opérations et le Secrétaire du Conseil d'Administration.

Une fois par an, le Conseil procède à sa propre évaluation sous la direction du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance ; tous les trois ans, cette évaluation est réalisée de manière externe.

Une fois par an également, hors la présence du Directeur Général et des Administrateurs titulaires d'un contrat de travail avec une société du Groupe, le Président tient une réunion d'Administrateurs pour procéder à l'évaluation de la performance du Directeur Général. Le Président informe les membres du Conseil de la tenue de ces réunions. Le Président peut inviter les administrateurs salariés à participer à tout ou partie de ces réunions.

Le Secrétaire du Conseil assure le secrétariat du Conseil et l'établissement des procès-verbaux de ses séances.

Conformément aux stipulations de l'article 13.6 des statuts, tout Administrateur doit être propriétaire d'au moins 50 actions de la Société, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires applicables. Sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, cette obligation statutaire a été renforcée dans le Règlement Intérieur par une obligation de détention minimale de 500 actions par administrateur, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires. Cette obligation doit être satisfaite au plus tard lors de l'Assemblée Générale qui statuera en 2020 sur les comptes clos au 31 décembre 2019 ou dans un délai de 12 mois suivant l'entrée au Conseil d'Administration. Cette obligation ne s'applique pas aux Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à l'Administrateur représentant de l'État, ni aux Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (le nombre d'actions détenues personnellement par les Administrateurs figure à la Section 4.1.1.1 ci-dessus).

Le Règlement Intérieur a été modifié le 27 février 2019, afin d'intégrer la disposition de l'alinéa précédent relative à la détention minimale

d'actions par les Administrateurs et une précision concernant le rôle du Conseil en matière de changement climatique.

Le Règlement Intérieur comprend sous la forme d'annexes la Charte de l'Administrateur et le Code de bonne conduite qui fixent les droits et les devoirs de chaque Administrateur.

La Charte de l'Administrateur comprend les règles afférentes à l'exercice du mandat de l'Administrateur, relativement au respect de l'intérêt social, des lois et des statuts, de l'indépendance de l'Administrateur et son devoir d'expression, au conflit d'intérêts, au professionnalisme de l'Administrateur, à son implication et son efficacité.

L'Administrateur s'engage à consacrer à ses fonctions le temps et l'attention nécessaires. Il s'informe sur les métiers et les spécificités de l'Entreprise, ses enjeux et ses valeurs, y compris en interrogeant ses principaux dirigeants. Il participe aux réunions du Conseil avec assiduité et diligence.

Le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses Comités est présenté en Section 4.1.2.6 «Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses Comités en 2019» ci-dessous.

Le Code de bonne conduite, qui édicte les règles relativement aux opérations sur titres de la Société et aux délits et manquements d'initié applicables aux Administrateurs, mandataires sociaux et à tous les salariés, traduit la volonté de la Société d'assurer une gestion prudente de ses titres, à respecter et faire respecter la réglementation en vigueur en matière d'opérations sur titres réalisées par les mandataires sociaux et les salariés.

En complément de ce qui précède, le statut des Administrateurs salariés, entériné par le Conseil d'Administration lors de sa séance du 9 décembre 2009, précise, pour les Administrateurs représentant les salariés, les conditions d'exercice de leur mandat.

Le Président du Conseil d'Administration :

- organise et dirige les travaux du Conseil, dont il rend compte à l'Assemblée Générale ;
- préside les réunions du Conseil, dirige les délibérations, fait observer le Règlement Intérieur et peut à tout moment suspendre la séance ;
- veille à la qualité des échanges et à la collégialité des décisions du Conseil ;
- s'assure que le Conseil consacre un temps suffisant aux débats et accorde à chacun des points de l'ordre du jour un temps proportionné à l'enjeu qu'il représente pour la Société. Les Administrateurs veillent collectivement à un bon équilibre du temps de parole ;
- s'attache notamment à ce que les questions posées dans le respect de l'ordre du jour reçoivent une réponse appropriée ;
- veille au bon fonctionnement du Conseil et de ses Comités auxquels il peut assister et soumettre des questions pour avis ;
- veille à l'application des principes de bonne gouvernance (notamment à ce que les Administrateurs disposent en temps utile et sous une forme claire et appropriée des informations nécessaires à l'exercice de leurs missions) ;
- veille à la bonne organisation des Assemblées Générales qu'il préside ;

4

Gouvernance

4.1 Organes d'administration

- répond aux questions des actionnaires et plus généralement veille aux bonnes relations avec ceux-ci. Il apporte, si nécessaire, son assistance pour répondre aux demandes d'actionnaires non représentés au Conseil et se rend disponible pour les rencontrer et prendre connaissance des commentaires et suggestions de ceux-ci (cf. également Section 4.2 «Dialogue actionnarial»).

En concertation avec le Directeur Général, le Président du Conseil est en outre chargé :

- d'organiser les travaux stratégiques du Conseil et de suivre la préparation et la mise en œuvre de plans de succession pour les membres du Comité Exécutif du Groupe ;
- d'exercer une fonction de représentation du Groupe à haut niveau auprès des instances et institutions nationales et internationales dans l'intérêt du Groupe.

Par ailleurs, le Président :

- consacre ses meilleurs efforts à promouvoir en toutes circonstances les valeurs et l'image du Groupe ;
- informe en tant que de besoin les membres du Conseil entre deux séances ;
- est seul habilité à s'exprimer et agir au nom du Conseil ;
- porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflits d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, le Directeur Général ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur ;
- participe à l'organisation de l'autoévaluation périodique du Conseil conduite dans le cadre du CNRG, ainsi qu'aux réflexions sur les questions de gouvernance liées au fonctionnement du Conseil.

Le Conseil peut confier au Président des missions d'information ou de consultation sur des sujets déterminés relevant de la compétence du Conseil.

Le Président se coordonne avec le Directeur Général, qui assure la direction et la gestion opérationnelle du Groupe, dans le contexte de la direction collégiale.

Outre l'exercice des pouvoirs qui lui sont conférés par la loi, le Président peut être consulté par la direction collégiale sur tout sujet relevant de la conduite de l'entreprise.

Le Président est tenu régulièrement informé par le Directeur Général des événements significatifs de la vie du Groupe, notamment en ce qui concerne la stratégie, l'organisation, les investissements et désinvestissements. Sur invitation du Directeur Général, le Président peut participer aux réunions internes avec les dirigeants et équipes de la Société, afin d'apporter son éclairage sur les enjeux stratégiques.

En cas d'empêchement, le Président est remplacé, conformément à l'article 1.3.1 du Règlement Intérieur, par un Vice-Président ou, à défaut, par le Directeur Général, s'il est lui-même Administrateur ou, à défaut, par un autre Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

4.1.2.2 Missions du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration détermine collégalement les orientations stratégiques de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des lois et règlements applicables et des statuts de la Société, il détermine le cadre de supervision de la Direction Générale. Il exerce également les pouvoirs suivants :

- nomme les dirigeants mandataires sociaux ;
- se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent ;

- s'attache à promouvoir la création de valeur par l'entreprise à long terme en considérant les enjeux sociaux et environnementaux de ses activités ;

- veille à ce que les actionnaires et les investisseurs reçoivent une information pertinente, équilibrée et pédagogique sur la stratégie, le modèle de développement, la prise en compte des enjeux extra-financiers significatifs pour la Société ainsi que sur ses perspectives à long terme ;

- procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns ;

- examine, au moins une fois par an :

- le budget,
- la stratégie industrielle du Groupe,
- la stratégie financière du Groupe,
- l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe,
- la politique d'égalité professionnelle et salariale.

Le Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société et représente la Société dans ses rapports avec les tiers. Toutefois, certaines opérations importantes sont soumises à l'autorisation préalable du Conseil d'Administration, telles que les suivantes :

- prise ou cession de toutes participations directes ou indirectes de la Société, dans toutes sociétés créées ou à créer, participation à la création de toutes sociétés, *joint-ventures*, groupements et organismes, souscription à toutes émissions d'actions, de parts sociales ou d'obligations, lorsque l'exposition financière de la Société ou du Groupe excède 250 millions d'euros pour l'opération considérée ;
- opérations d'apports, d'échanges, avec ou sans soulte, portant sur des biens, titres ou valeurs, pour un montant excédant 250 millions d'euros ;
- contrat de fourniture, travaux ou services (à l'exception des contrats afférents aux opérations d'achat à long terme d'énergie), y compris le cas échéant leurs avenants successifs, portant sur un montant excédant 400 millions d'euros ;
- en cas de litige, traités et transactions, compromis, pour un montant excédant 200 millions d'euros ;
- projets d'achat à long terme d'énergie du Groupe portant par opération sur des quantités supérieures à :
 - pour le gaz, 30 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement,
 - pour l'électricité, 20 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement ;
- opérations significatives se situant hors de la stratégie annoncée de la Société ;
- opérations d'acquisition ou de cession d'immeubles dont le montant excède 200 millions d'euros ;
- opérations suivantes dont le montant excède 1,5 milliard d'euros :
 - consentir ou contracter tous prêts, emprunts, crédits et avances par la Société, ou autoriser à cet effet les filiales ou tout véhicule de financement du Groupe,
 - acquérir ou céder, par tout mode, toutes créances,
 - conclure les contrats significatifs avec l'État relativement aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société ou ses filiales, dans les limites fixées par la loi.

Le Conseil autorise chaque année le Directeur Général à délivrer des cautions, avals et garanties et à émettre des emprunts obligataires pour des montants qu'il détermine.

4.1.2.3 Travaux du Conseil d'Administration



Au cours de l'exercice 2019, le Conseil d'Administration d'ENGIE s'est réuni à 12 reprises avec un taux moyen de participation de 95%. 13 des 19 administrateurs ont assisté à l'ensemble des séances du Conseil pour lesquelles ils étaient en exercice et 4 administrateurs ont manqué une seule séance. Le taux d'assiduité individuel moyen aux réunions du Conseil d'Administration et des Comités pour l'année 2019 est mentionné, pour chaque Administrateur, à la Section 4.1.2.6 «Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses Comités en 2019».

L'ordre du jour des séances du Conseil d'Administration est établi par le Président en concertation avec le Directeur Générale. Il a pour objectif de traiter prioritairement les sujets qui, au regard des principes de gouvernance du Groupe et en application des textes en vigueur comme du Règlement Intérieur, impliquent une décision.

Chaque séance débute par un point consacré à la santé et sécurité, suivi d'une revue de la marche des affaires du Groupe.

Des réunions des administrateurs n'exerçant pas de fonctions exécutives dans la Société, «sessions exécutives», se tiennent régulièrement à l'issue des séances du Conseil. Si nécessaire les sujets évoqués en session exécutive font l'objet d'une restitution au Directeur Général.

Principales activités en 2019 :

Raison d'être :

A l'occasion de l'Assemblée Générale du 17 mai 2019, le Conseil d'Administration a fait part au marché de son intention de définir sa raison d'être en lien avec ses collaborateurs et de la communiquer au plus tard lors de l'Assemblée Générale des actionnaires de 2020, tout en réservant sa décision quant à son caractère éventuellement statutaire. Il a chargé la Direction Générale de lui soumettre des propositions.

Le travail de construction de la raison d'être a été mené en mode projet, avec un Comité de pilotage regroupant les principales directions concernées.

Le Comité de pilotage s'est attaché à recenser et analyser les pratiques existantes, définir le cahier des charges auquel devrait répondre le contenu de la raison d'être, mener les consultations auprès des différentes parties prenantes et élaborer en lien avec la Direction Générale des propositions de raison d'être.

Le Comité de pilotage a pu capitaliser sur les nombreuses consultations de parties prenantes, notamment les clients, intervenues en 2018 et début 2019 autour de la vision, de l'ambition, du *what*, du *why* et du *how* (Imagine 2030⁽¹⁾, Progrès harmonieux, *Capital Markets Day*). Afin d'éviter de tomber dans l'écueil des sur-consultations, le comité de pilotage a décidé de cibler les nouvelles consultations qui sont intervenues entre juillet et novembre 2019. En fonction des parties prenantes, ces consultations ont porté soit sur le cahier des charges, soit sur le contenu de la raison d'être ou encore sur ces deux éléments.

(1) Etude de la voix du client : 317 interviews de parties prenantes (BtoB, BtoT) menées par des membres de l'ENGIE 50, consultation large de plus de 14 000 salariés qui ont partagé leurs avis et interrogé les clients, les partenaires et les autres parties prenantes externes

Les nouvelles consultations internes suivantes ont été menées : consultation des 167 000 salariés au travers de l'ajout d'une question ouverte dans l'enquête annuelle d'engagement ENGIE & Me, consultations de communautés internes de salariés sous la forme de *workshops*, interview individuelle de chaque membre du Comex et séminaire consacré au *why* et à la démarche B-Corp.

Les parties prenantes externes suivantes ont été consultées : une quinzaine d'investisseurs sur la trentaine sollicités, *proxy advisors*, agences de notation extra-financière et plus d'une vingtaine d'acteurs de la société civile via des entretiens individuels (ONG de développement, ONG droits de l'homme, ONG environnementales, ONG sociales, universités, *think tanks*, banques de développement, élus locaux et nationaux).

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance s'est penché sur la raison d'être lors de ses réunions des 24 mai, 16 septembre, 5 décembre 2019, 7 et 25 février 2020.

Outre l'examen des comptes rendus des travaux de ce Comité, le Conseil d'Administration a débattu de la raison d'être lors de sa séance du 29 janvier 2020, ce débat en séance ayant été suivi d'échanges écrits entre les administrateurs, pour *in fine* arrêter, lors de sa séance du 26 février 2020, la raison d'être qui sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'AG du 14 mai 2020.

Cette raison d'être est libellée comme suit :

La raison d'être d'ENGIE, c'est agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans sa durée.

Le Conseil d'Administration prend en considération les sujets sociaux et environnementaux et la raison d'être d'ENGIE lorsqu'il détermine les orientations stratégiques et veille à la mise en œuvre de celles-ci.

Les activités du Conseil se sont concentrées, le cas échéant après instruction du Comité du Conseil compétent, notamment sur les sujets suivants :

Orientations stratégiques du Groupe et suivi de ses activités :

- la définition du nouveau plan stratégique ;
- l'examen de l'*equity story* pour le *Capital Markets Day* du 28 février 2019 ;
- la Recherche et l'Innovation ;
- l'ambition digitale du Groupe et sa contribution à la mise en œuvre du plan stratégique ;
- le passage en revue des différentes questions relatives aux activités nucléaires du Groupe, dont les discussions avec les autorités belges sur les provisions nucléaires ;
- le programme, la préparation et les suites à donner au séminaire de réflexion stratégique annuel du Conseil (voir encadré).

Investissements et ventes d'actifs :

- la revue d'une série de projets d'investissement et de désinvestissement dont ceux nécessitant la décision du Conseil et ayant mené :
 - à la cession des centrales de production à base de charbon en Europe,

4

Gouvernance

4.1 Organes d'administration

- à l'acquisition du portefeuille hydroélectrique d'EDPR au Portugal,
- à la signature d'un partenariat stratégique pour l'énergie solaire en Inde,
- à la prise en charge de l'exploitation, l'entretien, l'optimisation et l'amélioration des systèmes de services publics sur le campus universitaire de l'université d'Iowa,
- au renforcement de la position du Groupe dans le transport d'électricité au Brésil (concession de 30 ans dans le nord du pays) ;
- le retour d'expérience sur les acquisitions et le *look-back* sur une série de projets acquis ;
- les points d'étape sur les projets en cours.

Séminaire stratégique

Réunis comme chaque année en séminaire stratégique, les membres du Conseil ont échangé sur les évolutions sectorielles et les attentes des parties prenantes du Groupe. Ils ont procédé à une revue de l'avancement du plan stratégique, métier par métier, afin d'en distinguer les opportunités à saisir et les défis à relever. Cet exercice a permis de préciser les perspectives stratégiques et les équilibres financiers devant servir de base aux futures prises de décision du Conseil.

Finance, audit et risques :

- l'arrêté des comptes sociaux et consolidés, la proposition d'affectation du résultat et leurs projets de communiqué de presse ;
- l'arrêté des documents de gestion prévisionnelle ;
- l'arrêté du budget et du plan d'affaires à moyen terme ;
- l'analyse de la revue annuelle des risques du Groupe ;
- le renouvellement des autorisations annuelles consenties au Directeur Général d'émettre des emprunts obligataires et de délivrer des cautions, avals et garanties ;
- l'adoption des procédures en matière de conventions réglementées et de conventions courantes ;
- l'analyse des études financières et notes d'analystes.

Gouvernance, nominations et rémunérations :

- la bonne continuité de la gouvernance du Groupe ;
- l'évaluation de son propre fonctionnement ainsi que de son évolution ;
- la détention d'actions par les administrateurs et l'évolution des règles de rémunération ;
- la politique de diversité et de l'indépendance des administrateurs en exercice ;
- les nominations dans les Comités du Conseil ;
- l'évolution de l'équipe dirigeante ;
- les enseignements à tirer du dialogue entre le Président et les actionnaires, les investisseurs et les *proxy advisors*, notamment dans le cadre des *roadshows* de gouvernance ;
- la rémunération variable de la Directrice Générale, la rémunération des dirigeants mandataires sociaux et le plan d'attribution de *Long Term Incentives* ;
- la préparation de l'Assemblée Générale Mixte et les réponses aux questions écrites des actionnaires ;
- les pratiques et opérations des fonds activistes.

Responsabilité Sociale d'Entreprise :

- l'examen systématique de l'adéquation des projets d'investissements avec chacun des critères RSE du Groupe, prenant ainsi en considération notamment les enjeux sociaux, éthiques et climatiques ;
- la politique d'égalité professionnelle et salariale ;
- la déclaration relative à l'esclavage moderne prévue pour la réglementation britannique ;
- l'examen du bilan annuel Santé-Sécurité ;
- les *reportings* internes consacrés à la RSE.

Formation

En complément du programme de formation sur mesure dont peut bénéficier tout nouvel administrateur, la Société organise régulièrement des sessions de formation ou d'information spécifiques à la demande des membres du Conseil d'Administration. Cela permet également aux Administrateurs de rencontrer les cadres du Groupe. En 2019, la Société a organisé trois sessions spécifiques aux métiers du Groupe : sur les Renouvelables, les Infrastructures et les Solutions clients.

4.1.2.4 Les Comités permanents

Quatre Comités permanents assistent le Conseil d'Administration :

- le Comité d'Audit ;
- le Comité de la Stratégie des Investissements et des Technologies ;
- le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance et
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

La présidence de chaque Comité est assurée par un administrateur indépendant.

Les Comités ont pour mission d'étudier toutes questions relatives au Groupe que le Conseil ou le Président soumet pour avis à leur examen, de préparer les travaux et décisions du Conseil relativement à ces sujets et projets, et de rapporter leurs conclusions au Conseil sous forme de comptes rendus, propositions, avis, informations ou recommandations.

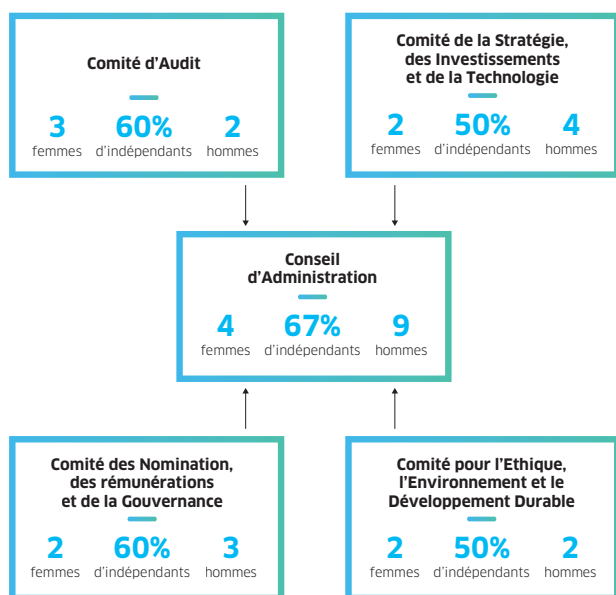
Les Comités accomplissent leur mission sous la responsabilité du Conseil d'Administration. Un comité ne peut traiter de sa propre initiative des questions qui déborderaient du cadre propre de sa mission. Les Comités n'ont pas de pouvoir de décision.

Le Conseil, sur proposition de son Président et après avis du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, désigne les membres composant les Comités ainsi que leur Président, en tenant compte des compétences, de l'expérience et de la disponibilité des Administrateurs (voir Section 4.1.1.1 «Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice» et le tableau «Changements intervenus dans la composition du Conseil d'Administration et des Comités»).

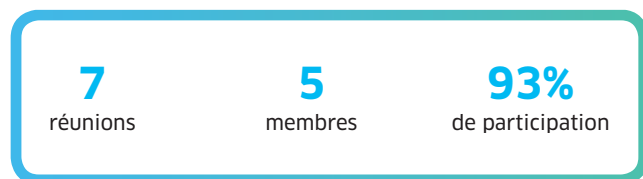
Pour l'accomplissement de leurs travaux, après en avoir informé le Président du Conseil et à charge d'en rendre compte au Conseil, les Comités peuvent entendre les membres des Directions de la Société et du Groupe et/ou solliciter des études techniques sur des sujets relevant de leur compétence, aux frais de la Société. En cas de recours par les Comités aux services de conseils externes, les Comités doivent veiller à l'objectivité du conseil concerné.

Selon les Comités, la pratique des sessions exécutives, c'est-à-dire qu'une partie de la réunion du Comité se tienne hors la présence du management, est systématique ou occasionnelle.

Le secrétariat des Comités du Conseil est assuré par le Secrétariat Général.



Le Comité d'Audit



Le Comité d'Audit est composé de cinq membres : Marie-José Nadeau ⁽¹⁾ (Présidente), Christophe Aubert, Isabelle Bui (depuis le 26 juin 2019), Françoise Malrieu ⁽¹⁾ et Ross McInnes ⁽¹⁾.

Le Comité d'Audit s'est réuni à sept reprises au cours de l'année 2019, avec un taux moyen de participation de 93%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à toutes les séances.

Chaque réunion du Comité est suivie d'une session exécutive.

Les principales missions

Les principales missions du Comité d'Audit sont :

- le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et, le cas échéant, la formulation de recommandations pour en garantir l'intégrité ;
- l'examen préalable et l'avis sur les projets de comptes annuels et semestriels ;
- l'audition, lorsqu'il l'estime nécessaire, des Commissaires aux comptes, de la Direction Générale, de la Direction Financière, de l'Audit interne ou de toute autre personne du management ;
- l'examen avant leur publication des communiqués financiers importants ;
- la sélection, désignation ou le renouvellement des Commissaires aux comptes ;
- le suivi de la réalisation par les Commissaires aux comptes de leurs missions ;

(1) Administrateur indépendant

- le suivi du respect des conditions d'indépendance des Commissaires aux comptes ;
- le suivi de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes et l'application des règles de plafonnement des honoraires liés ;
- l'examen annuel des honoraires des Commissaires aux comptes et de leurs plans d'intervention ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de contrôle et de l'audit interne du Groupe ;
- l'examen avec les responsables de l'audit interne des plans d'interventions et d'actions dans le domaine de l'audit interne, les conclusions de ces interventions et actions et les recommandations et suites qui leur sont données ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de gestion de risques du Groupe, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ;
- la prise de connaissance régulièrement de la situation financière, de la trésorerie et des engagements et risques significatifs du Groupe.

Le Comité rend compte régulièrement au Conseil de l'exercice de ses missions. Il rend également compte des résultats de la mission de certification des comptes, de la manière dont cette mission a contribué à l'intégrité de l'information financière et du rôle qu'il a joué dans ce processus. Il informe sans délai le Conseil de toute difficulté rencontrée.

Les principales activités en 2019

Les activités du Comité d'Audit se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

- les comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2018 et au 30 juin 2019, les informations financières des premier et troisième trimestres 2019 et leurs communiqués de presse ;
- les hypothèses et prévisions de clôture semestrielle et annuelle ainsi que les documents de gestion prévisionnelle ;
- la politique de dividende et la guidance 2019 ;
- l'évolution des KPI opérationnels communiqués au marché ;
- les rapports d'activité trimestriels de l'audit interne ainsi que le suivi des recommandations d'audit, les plans annuels d'audit interne 2019 et 2020 ;
- la revue du contrôle interne Groupe dont le dispositif de contrôle applicable au nucléaire en Belgique ;
- les comptes de fonctionnement de la Présidence et du Conseil d'Administration ;
- les résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale ;
- la procédure de préapprobation des missions non-audit des Commissaires aux comptes ;
- l'approbation préalable des travaux confiés aux Commissaires aux comptes en dehors de leur mission d'audit et le suivi de ces missions, le bilan des honoraires 2018 des Commissaires aux comptes, leur programme de travail 2019 et le renouvellement de leurs mandats ;
- la revue des risques 2019 ;
- la revue des assurances du Groupe ;
- la notation financière ;
- la procédure d'évaluation des conventions courantes ;
- l'impact du Brexit sur le Groupe ;
- la nouvelle réglementation «Prospectus 3» en matière de facteurs de risque ;

4

Gouvernance

4.1 Organes d'administration

- la cybersécurité ;
- l'intégration des acquisitions et le suivi des synergies ;
- la sûreté nucléaire ;
- le budget digital et systèmes d'information ;
- la politique de trésorerie 2019 ;
- les retours des *roadshows* ;
- le *Capital Markets Day*.

Activités d'une réunion commune du Comité d'Audit et du CSIT :

- le budget et le plan d'affaires à moyen terme.

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

8 réunions 6 membres 92% de participation

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies est composé de six membres : Jean-Pierre Clamadieu ⁽¹⁾ (Président depuis le 17 mai 2019), Isabelle Bui (depuis le 26 juin 2019), Patrice Durand, Philippe Lepage, Ross McInnes ⁽¹⁾ et Marie-José Nadeau ⁽¹⁾.

Le Directeur Général assiste aux réunions du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies.

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies s'est réuni à huit reprises au cours de l'année 2019, avec un taux moyen de participation de 92%.

Les principales missions

Les principales missions du Comité sont :

- l'expression d'avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le plan stratégique ;
- l'examen de tous les projets de croissance externe et interne, de cessions, d'accords stratégiques, d'alliances ou de partenariat soumis au Conseil ;
- l'examen des choix stratégiques en matière d'évolutions technologiques ainsi que sur les questions de création et de modernisation d'équipements industriels et de contrats de fourniture, travaux ou services sur base annuelle ou pluriannuelle, de politique d'achat et de projets immobiliers significatifs.

Les principales activités en 2019

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

- les enjeux stratégiques ;
- les éléments d'*equity story* notamment pour le *Capital Markets Day* du 28 février 2019 ;
- le modèle ENTECH et son état d'avancement ;
- la Recherche, l'Innovation, le digital et le *new business* dans le Groupe ;
- les discussions avec les autorités belges sur les provisions nucléaires ;
- l'apport du digital à l'excellence opérationnelle et à la qualité de la relation client, ainsi que la transformation digitale ;

(1) Administrateur indépendant

- le retour d'expérience sur les acquisitions et le *look-back* sur une série de projets acquis ;
- la préparation et les suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil ;
- une série de projets d'investissements et de cession ;
- les points d'étape sur les projets en cours.

Activités d'une réunion commune du CSIT et du Comité d'Audit :

- le budget et le plan d'affaires à moyen terme.

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

7 réunions 5 membres 97% de participation

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance est composé de cinq membres : Françoise Malrieu ⁽¹⁾ (Présidente), Alain Beullier, Fabrice Brégier ⁽¹⁾, Isabelle Bui (depuis le 26 juin 2019) et Lord Ricketts of Shortlands ⁽¹⁾.

Le Président et le Directeur Général assistent aux réunions du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance sauf pour les questions qui les concernent.

Chaque réunion du Comité donne lieu à une session exécutive.

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance s'est réuni sept fois en 2019, avec un taux moyen de participation de 97%.

Les principales missions

Les principales missions du Comité sont :

- l'examen et la formulation de recommandations au Conseil d'Administration s'agissant de :
 - toutes candidatures à un poste d'Administrateur devant être soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale, ainsi qu'à un poste de membre des Comités et à la présidence de ces Comités,
 - la succession du Président et du Directeur Général de la Société,
 - la rémunération, le régime de retraite et de prévoyance, les avantages en nature et les droits pécuniaires divers attribués au Président et au Directeur Général ainsi qu'aux éventuels membres du Conseil titulaires de contrats de travail signés avec la Société ;
- le suivi de la mise en œuvre d'une politique de non-discrimination et de diversité notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes par les dirigeants mandataires sociaux exécutifs ;
- la direction des travaux réalisés en vue de l'évaluation annuelle du Conseil ;
- l'appréciation, en liaison avec le Président, du bon fonctionnement des organes de gouvernance ;
- l'examen à titre consultatif du plan de succession des dirigeants de la Société et l'information sur les projets de la Direction Générale relatifs à la nomination des membres du Comité Exécutif et sur la politique de rémunération de ces derniers ;

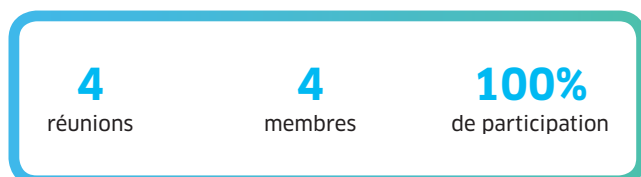
- l'examen de toute candidature du Président et du Directeur Général à un mandat social dans une société cotée extérieure au Groupe, afin d'éclairer l'avis du Conseil sur cette candidature ;
- la formulation d'avis sur le maintien du bénéfice des attributions gratuites d'actions en faveur des membres du Comex.

Les principales activités en 2019

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

- la politique de diversité au sein du Conseil ;
- la réduction de la taille du Conseil et l'indépendance de ses membres ;
- l'évolution de la rémunération et des objectifs de détention d'actions des administrateurs ;
- le bon fonctionnement du Conseil et de ses Comités ;
- les *roadshows* gouvernance menés par le Président du Conseil ;
- la rémunération des dirigeants mandataires sociaux et les plans de succession ;
- l'évolution de l'équipe dirigeante ;
- la politique de rémunération des cadres dirigeants ;
- les plans d'Action de Performance ;
- l'actionnariat salarié ;
- les projets de résolution de son ressort soumis à l'Assemblée Générale.

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable



Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable est composé de quatre membres : Ross McInnes ⁽¹⁾ (Président depuis le 17 mai 2019), Christophe Agogué, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Françoise Malrieu ⁽¹⁾.

Une fois par an, les membres du Comité se réunissent hors la présence du management pour évoquer le fonctionnement du Comité et les sujets sur lesquels ils souhaitent voir le Comité se pencher.

Le Comité s'est réuni à quatre reprises au cours de l'année 2019, avec un taux de participation de 100%.

Les principales missions

Les principales missions du Comité sont :

- le suivi du bon niveau d'engagement du Groupe en matière d'éthique, de conformité extra-financière et de responsabilité environnementale, sociale et sociétale ;
- l'examen des politiques, référentiels et chartes du Groupe dans ces domaines ;
- l'examen des politiques en matière de ressources humaines et la prise de connaissance du suivi des risques correspondants ;
- l'assurance, le cas échéant, de la mise en place d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence ;

(1) Administrateur indépendant

- l'examen des risques et opportunités liés au changement climatique et plus généralement la veille relative à la prise en compte par le Groupe des enjeux extra-financiers et des perspectives à long terme, notamment au travers de la fixation d'objectifs extra-financiers.

Les principales activités en 2019

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

Éthique et compliance :

- le bilan des incidents éthiques survenus en 2019 ;
- le rapport d'activité de la Direction Éthique, Compliance et *Data Privacy*.

Responsabilité environnementale et sociétale :

- l'examen de la performance RSE du Groupe et le rapport de l'un des Commissaires aux comptes sur celle-ci ;
- les projets de nouveaux objectifs RSE devant succéder aux objectifs 2016-2020 ;
- le projet de rapport intégré ;
- le démarchage commercial BtoC en France ;
- différentes questions liées au climat, notamment l'évolution des chantiers des *Science Based Targets* et des recommandations de la *Task force on Climate-related Financial Disclosure* (TCFD) ;
- l'examen, avant communication à l'ensemble des administrateurs, d'un *reporting* RSE interne l'informant notamment de l'ensemble des faits saillants impactant ENGIE, des actualités externes, des actions des pairs, des éventuelles controverses et se terminant par un focus spécifique sur le climat, l'eau et la biodiversité.

Responsabilité sociale d'employeur :

- l'examen des risques psycho-sociaux ;
- le suivi du plan d'action RH 2019 ;
- la politique d'égalité professionnelle et salariale ;
- le bilan annuel santé et sécurité ;
- la revue des accidents mortels.

4.1.2.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration/ des Administrateurs

L'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités en 2019 a été menée sous la direction du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) avec l'assistance d'un consultant externe.

Elle s'est principalement focalisée sur l'évolution du fonctionnement du Conseil d'administration depuis la dernière évaluation, complétée d'une évaluation de la contribution des administrateurs en fonction des rôles spécifiques que chacun joue en son sein.

Chaque administrateur a été interviewé par le consultant externe de manière confidentielle, sur la base d'un guide d'entretien approuvé par le CNRG pour donner son point de vue sur le fonctionnement collectif du Conseil d'administration et sur la contribution individuelle de chacun. Ce processus permet au Président du Conseil ou à la Présidente du CNRG de donner à chaque administrateur une appréciation sur sa contribution.

La mise en œuvre de la précédente évaluation a fait l'objet d'un suivi, de même qu'a été effectué un *benchmark* du fonctionnement actuel du Conseil par rapport aux meilleures pratiques de gouvernance.

4

Gouvernance

4.2 Dialogue actionnarial

Les points abordés ont porté principalement sur la gouvernance, les domaines de compétence du Conseil et les méthodes de travail, le fonctionnement des Comités, et la préparation des enjeux du futur.

Il ressort de l'évaluation que la réduction de la taille du Conseil a été très appréciée, de même que l'évolution de l'animation des séances, la pratique des sessions exécutives et la conception du séminaire de réflexion stratégique du Conseil.

Des axes de progression ont été identifiés, en particulier concernant l'exposition de l'équipe de management au Conseil, la fixation des priorités dans les travaux du Conseil et l'organisation du séminaire

stratégique pour rendre ce dernier encore plus efficace. Une attention particulière sera portée au suivi des décisions.

Le Conseil d'Administration et les Comités ont pris acte des recommandations issues de ce travail d'évaluation et donneront les suites nécessaires à celles-ci.

Le taux de participation individuel des administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités en 2019 est pour la troisième année consécutive rendu public (cf. Section 4.1.2.6 ci-après).

4.1.2.6 Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses Comités en 2019

	Conseil d'Administration	Comité d'Audit	CSIT	CNRG	CEEDD
Jean-Pierre Clamadieu	100%		100%		
Isabelle Kocher	100%				
Ann-Kristin Achleitner ⁽¹⁾	100%				100%
Edmond Alphandéry ⁽¹⁾	80%	100%	100%		
Fabrice Brégier	92%			100%	
Isabelle Bui ⁽²⁾	100%	25%	100%	100%	
Aldo Cardoso ⁽¹⁾	100%	100%	100%		
Barbara Kux ⁽¹⁾	100%				100%
Françoise Malrieu	100%	100%		100%	100%
Ross McInnes	100%	100%	100% ⁽³⁾		100% ⁽³⁾
Marie-José Nadeau	100%	100%	100%		
Peter Ricketts of Shortlands	100%			100%	
Patrice Durand	100%		100%		
Catherine Guillouard ⁽¹⁾	20%		0%		
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	83%				100%
Christophe Agogué	100%				100%
Alain Beullier	92%			86%	
Philippe Lepage	100%		100%		
Christophe Aubert	92%	100%			
TAUX D'ASSIDUITÉ GLOBALE	95%	93%	92%	97%	100%

(1) Jusqu'au 17 mai 2019.

(2) Depuis le 5 juin 2019.

(3) Depuis le 17 mai 2019.

4.2 Dialogue actionnarial

4.2.1 Dialogue du Président

En amont de l'Assemblée Générale du 17 mai 2019, le Président a rencontré et échangé avec des membres du Comité Consultatif des Actionnaires du Groupe (CCA), les principales associations d'actionnaires individuels (F2IC et APAI) et l'association AG2S d'actionnaires salariés d'ENGIE. Il a rencontré les représentants des porteurs de parts des FCPE d'actionnariat salarié du Groupe. Le Président est également intervenu à l'Investir Day, le nouvel événement dédié aux actionnaires privés et investisseurs individuels qui a réuni 4 000 participants le 3 octobre 2019 à Paris.

Au cours de l'année 2019, le Président a en outre dialogué avec les principaux investisseurs institutionnels et agences de conseils en vote, notamment dans le cadre des *roadshows* gouvernance menés au deuxième trimestre 2019 où il a pu échanger en matière de stratégie, de gouvernance, de rémunérations et de RSE.

Ce dialogue sera poursuivi en 2020.

4.2.2 Assemblée Générale du 14 mai 2020 – Composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 26 février 2020, de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 14 mai 2020. Les mandats de Fabrice Brégier et de Peter Ricketts of Shortlands arriveront à expiration à l'issue de cette Assemblée Générale. Ils se présentent aux suffrages des actionnaires et le Conseil propose de renouveler leur mandat. Leurs compétences clés sont reprises dans le tableau sous la Section 4.1.1.7.

A l'issue de l'Assemblée Générale, sous réserve du vote favorable de ces résolutions, le Conseil d'Administration demeurera composé de 13 membres. La proportion d'Administrateurs indépendants sera de 67%⁽¹⁾, de femmes de 40%⁽²⁾ et le Conseil comprendra quatre nationalités.

Dans le contexte actuel de crise sanitaire (coronavirus), les modalités de participation physique à l'Assemblée Générale pourraient évoluer en fonction des impératifs sanitaires et/ou légaux. Dans ce cadre, l'attention des actionnaires est attirée sur le fait qu'il est possible de voter à l'Assemblée Générale et d'adresser des questions écrites au Conseil soit par voie postale soit par voie électronique, dans les conditions prévues par la réglementation.

Les documents d'information préparatoires à cette Assemblée Générale sont disponibles sur le site internet du Groupe (www.engie.com, rubrique Finance / Actionnaires).

L'Assemblée Générale d'ENGIE sera retransmise en direct et en différé sur www.engie.com.

4.3 Direction Générale

A la suite de la cessation des fonctions d'Isabelle Kocher, le 24 février 2020, le Conseil d'Administration a décidé de nommer avec effet immédiat Claire Waysand, Secrétaire Générale, en qualité de Directrice Générale, dans le contexte d'une direction collégiale avec Paulo Almirante, Directeur Général Adjoint et Directeur Général des Opérations et Judith Hartmann, Directrice Générale Adjointe et Directrice Financière. Le Conseil a confié à Jean-Pierre Clamadieu la mission d'apporter son appui à la direction générale de transition pour assurer le bon déroulement de cette phase.

Le Directeur Général, investi des pouvoirs les plus étendus pour agir, en toutes circonstances, au nom de la Société, exerce ses fonctions dans la limite de l'objet social et sous réserve de ceux que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'Administration. Les pouvoirs et fonctions respectifs du Président du Conseil et du Directeur Général sont déterminés par le Conseil d'Administration et par le Règlement Intérieur (voir Section 4.1.2.2 «Attributions du Conseil d'Administration»).

L'élaboration de la stratégie d'ENGIE et le suivi opérationnel de sa mise en œuvre sont assurés par deux instances exécutives, le Comité Exécutif et le Comité de Direction Opérationnel.

En charge du pilotage du Groupe, le Comité Exécutif (Comex) réunit les Directeurs Généraux Adjointes sous la direction du Directeur Général. Il établit les décisions stratégiques selon les orientations définies par le Conseil d'Administration ; il élabore les perspectives d'ENGIE à long terme et s'assure de la réalisation des objectifs à court terme. Il prend les décisions importantes notamment d'investissement, revoit la performance et suit le rythme de la transformation du Groupe. Il se réunit en principe toutes les semaines.

La composition du Comex est fondée sur le principe d'un croisement entre les responsabilités fonctionnelles et opérationnelles partagées entre ses différents membres, dans une logique de transversalité, de décloisonnement et de responsabilité collective.

À la date du présent document, le Comex est composé des 13 membres suivants, six nationalités étant représentées :

- la Directrice Générale : Claire Waysand, Secrétaire Générale, nommée dans le contexte d'une direction collégiale avec Paulo Almirante et Judith Hartmann,
- les Directeurs Généraux Adjointes de la direction collégiale :
 - Paulo Almirante, Directeur général des opérations, chargé des BU Brésil, Europe du Nord, du Sud et de l'Est, et Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie,
 - Judith Hartmann, Directrice Financière, chargée de la BU GTT, de la coordination avec SUEZ et de la Responsabilité Sociétale de l'Entreprise,
- Les Directeurs Généraux Adjointes :
 - Gwenaëlle Avice-Huet, Directrice générale de la BU Amérique du Nord, chargée des BU France Renouvelables, Hydrogène et de la *Global Business Line* Renouvelables,
 - Olivier Biancarelli, Directeur Général de Tractebel, chargé de la *Global Business Line* Solutions clients et de ENGIE Impact,
 - Franck Bruel, chargé des BU Royaume-Uni, Amérique latine et Amérique du Nord (États-Unis et Canada),
 - Ana Busto, chargée de la Marque et de la Communication,
 - Pierre Chareyre, chargé des BU *Global Energy Management*, Génération Europe, France BtoC, du Benelux et de la *Global Business Line* Thermique,
 - Pierre Deheunynck, chargé des Ressources Humaines Groupe, de la Transformation, du Corporate, de *Global Business Support*, de *Global Care* et de l'Immobilier du Groupe,
 - Didier Holleaux, chargé des BU Elengy, GRDF, GRTgaz, Storengy, Chine, Asie-Pacifique et de la *Global Business Line* Infrastructures,
 - Shankar Krishnamoorthy, chargé du *Global Industrial Hub* et de la BU Afrique,
 - Yves Le Gélard, Directeur Digital chargé des Systèmes d'Information du Groupe,
 - Wilfrid Petrie, chargé d'ENGIE Solutions.

(1) Pourcentage calculé conformément au Code Afep-Medef qui prévoit que les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte pour le calcul de la proportion d'Administrateurs indépendants

(2) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration, la loi prévoit que les Administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas élus par l'Assemblée Générale, ne sont pas pris en compte

Le Comité de Direction Opérationnel, dénommé ENGIE 50, chargé des activités opérationnelles, réunit les Directeurs Généraux Adjointes, les CEO des BU, les Directeurs des *Global Business Lines* et les responsables des principales directions fonctionnelles. Il est présidé par le Directeur Général. Le Comité de Direction Opérationnel met en œuvre les décisions stratégiques d'ENGIE ; il est également en charge de porter la transformation du Groupe au plus près des territoires. Il se réunit en principe tous les mois.

Conformément à l'article 225-37-4-6° du Code de commerce, le rapport sur le gouvernement d'entreprise comprend des «*informations sur la manière dont la Société recherche une représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du comité mis en place, le cas échéant, par la Direction Générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales et sur les résultats en matière de mixité dans les 10% de postes à plus forte responsabilité. Si la Société n'applique pas une telle politique, le rapport comprend une explication des raisons le justifiant*».

Le «*comité mis en place, le cas échéant, par la Direction Générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales*» correspond au Comex.

S'agissant des 10% de postes à plus forte responsabilité, si le périmètre évoqué par le Code de commerce est celui de la Société soit ENGIE SA, au regard de l'organisation du Groupe, de sa structure intégrée et de son positionnement dans plus de 70 pays pour un total de 171 000 collaborateurs, il semble plus pertinent de considérer le Groupe dans son ensemble au regard de l'esprit de la loi. Le Groupe compte environ 500 cadres dirigeants répartis sur l'ensemble des territoires sur lesquels

il est présent et dont la fonction consiste à délivrer la stratégie du Groupe. ENGIE considère dès lors que le périmètre pertinent à retenir pour les 10% de postes à plus forte responsabilité est celui du ENGIE 50.

Le Comex compte 13 membres, dont 4 femmes (30,7%) et 6 nationalités. Le ENGIE 50 est composé de 46 membres, dont 11 femmes (23,9%). Il réunit 9 nationalités. 6 membres du ENGIE 50 étaient à l'extérieur du Groupe dans leur poste précédent.

Depuis plusieurs années, la politique du Groupe en matière de nomination consiste à renforcer la mixité : ainsi, depuis le 1^{er} janvier 2019, 7 femmes ont rejoint le ENGIE 50 (hors COMEX) sur 20 nominations, soit 35% de femmes nommées. En 2018, sur 7 nominations, seule 1 femme avait été nommée, soit 14%.

Le Groupe veille à développer des viviers de talents mixtes, composés de cadres dirigeants et de hauts potentiels, participant ainsi à la féminisation des deux instances susmentionnées à savoir le Comex et le ENGIE 50. Ainsi pour les postes clés du Groupe, la décision finale de nomination est prise à partir d'une liste de candidats comprenant des hommes et des femmes. La plupart des nominations proviennent de ce vivier composé d'environ 530 personnes, dont 33% de femmes. De plus, le *sourcing* externe a été renforcé en 2019 en priorisant le *sourcing* de femmes.

Ces actions ont pour objectif de permettre de faire évoluer les parcours de carrière et l'évolution de talents aux profils divers pour disposer à terme d'organes de gouvernance incarnant pleinement la politique de diversité du Groupe.

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction

4.4.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux

La rémunération des dirigeants mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance. Elle fait l'objet d'une présentation et de votes contraignants lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires conformément aux articles L. 225-37-2, L. 225-37-3 et L. 225-100 du Code de commerce.

La politique de rémunération est revue annuellement par le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance et s'appuie notamment sur des études spécifiques réalisées par un cabinet externe spécialisé dans ce domaine.

Dans ses recommandations au Conseil d'Administration, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance veille à proposer une politique de rémunération en conformité avec l'intérêt social et les pratiques des grands groupes internationaux comparables pour des positions similaires, sur base d'un benchmark réalisé par un cabinet externe comprenant des sociétés du CAC40, de l'Eurostoxx 50 (à l'exclusion des sociétés du secteur financier) et de l'Eurostoxx Utilities.

Conformément à l'article 9.6 du Code Afep-Medef, le Président du Conseil d'Administration, ayant la qualité d'Administrateur indépendant, ne perçoit pas de rémunération variable liée à la performance de la Société.

La rémunération des autres dirigeants mandataires sociaux comprend en règle générale :

- une part fixe ; ce montant fixe demeure inchangé pendant la durée du mandat sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, en décide autrement ;
- une part variable équilibrée par rapport au total des rémunérations et dont l'objet est de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats ; et
- une part incitative à long terme soumise à conditions de performance.

Des critères de performance exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et maintiennent un lien entre la performance du Groupe et la rémunération de ses dirigeants dans une perspective de court, moyen et long terme, contribuant ainsi à la stratégie et à la pérennité de la Société.

Les politiques de rémunération applicables pour le Président du Conseil et pour le Directeur Général à compter de 2020 sont mentionnées à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.1 Rémunération fixe

Rémunération fixe au titre de 2019

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, a perçu une rémunération de 433 064 euros. Ce montant correspond à une rémunération annuelle de 350 000 euros prorata temporis pour la

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction

période du 1^{er} janvier au 1^{er} mars 2019 et à 450 000 euros pour la période du 2 mars au 31 décembre 2019.

La rémunération annuelle fixe d'Isabelle Kocher, Directrice Générale, s'est élevée à 1 000 000 euros, auquel s'ajoute un avantage en nature de 6 012 euros pour la période considérée.

Rémunération fixe au titre de 2020

Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.2 Rémunération variable

Rémunération variable au titre de 2018

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration jusqu'au 18 mai 2018, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions pour la période considérée.

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration depuis le 18 mai 2018, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

Quant à Isabelle Kocher, la structure de la rémunération variable cible versée en 2019 au titre de l'exercice 2018 est demeurée inchangée et s'élève à un montant de 700 000 euros correspondant à 70% de la rémunération fixe et est plafonnée à 840 000 euros soit 120% de la rémunération variable cible. La rémunération variable au titre de 2018 est décomposée en deux parties : une partie quantifiable (60%) et une partie qualitative (40%).

Pour la partie quantifiable, les paramètres retenus sont pour une moitié le RNRPG par action et pour l'autre moitié le *free cash-flow*, le ROCE et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantifiables pour 2018 ont été calés par rapport au budget du Groupe tel qu'il a été présenté au Conseil d'Administration du 7 mars 2018.

Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été en substance les suivants :

- développer des relais de croissance durable (40%) :
 - poursuivre et renforcer la croissance organique à partir des offres existantes et au travers du développement de nouvelles compétences et solutions pour les clients,
 - contribuer à la croissance via des acquisitions sur les métiers BtoB, BtoT et high technologies ;
- préparer les options post 2025 en Belgique (20%) ;
- RSE, mettre l'accent sur la responsabilité sociale d'employeur (20%) :
 - faire de l'engagement et de l'adhésion des salariés l'un des principaux leviers de la transformation et de la performance du Groupe (baromètre social),
 - poursuivre l'adaptation des compétences internes pour répondre aux besoins de l'organisation et des solutions clients,
 - ancrer les nouvelles pratiques managériales et l'agilité de l'organisation dans la culture du Groupe ;
- développer la feuille de route Digital & Innovation (10%) :
 - définir la stratégie du plan à 3 ans et à l'horizon 2030,
 - adapter l'organisation interne et les partenariats en fonction des objectifs définis ;
- faire de la Marque et de l'image auprès du client un élément déterminant de la transformation et de la performance du Groupe (10%) :

- poursuivre la mise en cohérence des offres commerciales avec le projet du Groupe,
- développer un programme de communication et de développement de la notoriété de la Marque,
- développer la connaissance client, CRM, et faire de la satisfaction client un levier de changement de culture (NPS : *Net Promoter Score*).

Lors de sa séance du 27 février 2019, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a :

- constaté que le taux de réussite des critères quantifiables s'élève à 85,46% (décomposé comme suit : RNRPG par action (1/2) : 82,52% ; ROCE (1/6) : 94,06% ; *Free cash-flow* (1/6) : 105,51% ; Dette nette (1/6) : 65,63%),
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 101,00%.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantifiables (60%) et qualitatifs (40%), cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 91,68%.

Le montant de la part variable au titre de 2018 s'est ainsi élevé à 641 760 euros.

Rémunération variable au titre de 2019

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

Quant à Isabelle Kocher, la structure de la rémunération variable cible versée en 2020 au titre de l'exercice 2019 est demeurée inchangée et s'élève à un montant de 700 000 euros correspondant à 70% de la rémunération fixe et est plafonnée à 840 000 euros soit 120% de la rémunération variable cible. La rémunération variable au titre de 2019 est décomposée en deux parties : une partie quantifiable (60%) et une partie qualitative (40%).

Pour la partie quantifiable, les paramètres retenus sont pour une moitié le RNRPG par action et pour l'autre moitié le *free cash-flow*, le ROCE et la dette nette économique (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantifiables pour 2019 ont été calés par rapport au budget du Groupe tel qu'il a été présenté au Conseil d'Administration du 27 février 2019.

Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été en substance les suivants :

- Qualité du plan stratégique et accueil par les investisseurs (10 %)
- Mise en œuvre de la stratégie de croissance dans les métiers avals BtoB/T et recentrage (25%) :
 - croissance organique sur ces segments - montée en gamme des prestations
 - croissance externe
 - recentrage métiers/géographies du périmètre du Groupe
- Sécurisation de la position du Groupe en Belgique (25%) :
 - préparation d'une solution pérenne concernant les provisions nucléaires permettant au Groupe de retrouver la liberté de gestion de ses actifs
 - préparation d'une décision de poursuite ou non de l'exploitation de 2 ou 3 tranches nucléaires
 - renforcement de l'image du Groupe
- Organisation, engagement et gouvernance (20 %)

- RSE (20%) :
 - poursuite de l'effort de réduction des émissions de CO₂ conformément aux objectifs 2020
 - progression de la maîtrise des risques santé-sécurité
- poursuite du déploiement du référentiel de conformité éthique.

Lors de sa séance du 24 février 2020, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a :

- constaté que le taux de réussite des critères quantifiables s'élève à 97,5% (décomposé comme suit : RNRPG par action (1/2) : 103,4% ; ROCE (1/6) : 100,3% ; Free cash flow (1/6) : 107,2% ; Dette nette (1/6) : 67,4%),
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 90%.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantifiables (60%) et qualitatifs (40%), cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 94,5%.

Le montant de la part variable au titre de 2019 s'élève ainsi à 661 500 euros. Il ne sera versé à Isabelle Kocher que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 14 mai 2020.

Rémunération variable au titre de 2020

Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.3 Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance)

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, suivant les recommandations du Code Afep-Medef qui visent à inscrire l'action des dirigeants dans la durée, a recommandé au Conseil d'Administration que les dirigeants mandataires sociaux exécutifs bénéficient de rémunérations ayant un caractère incitatif à long terme, à condition qu'elles soient raisonnables et subordonnées à des conditions de performance strictes et comparables à celles des autres bénéficiaires. Il est précisé que le Conseil d'Administration du 6 décembre 2011 a décidé que la part incitative à long terme ne peut dépasser 40% de la rémunération globale des dirigeants mandataires sociaux. Pour l'avenir, le Conseil d'Administration du 26 février 2020 a décidé que cette part ne pourra, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale du Directeur Général.

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance a proposé au Conseil d'Administration un plan d'incitation à long terme sous la forme d'Unités de Performance (UP).

Unités de Performance au titre de 2019

Jean-Pierre Clamadieu ne s'est vu attribuer aucune UP au titre de 2019 conformément à la politique de rémunération qui prévoit que la rémunération du Président du Conseil ne comprend pas de rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

Sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration du 27 février 2019 a décidé d'attribuer 120 000 UP à Isabelle Kocher au titre de l'exercice 2019.

L'UP attribuée au titre de 2019 est valorisée à 7,84 euros par unité à sa date d'attribution.

Suite au départ d'Isabelle Kocher du groupe ENGIE, la condition de présence assortissant ces UP n'est pas satisfaite de sorte qu'elles sont devenues caduques.

Unités de Performance au titre de l'exercice 2020

Compte tenu de la cessation de ses fonctions de Directeur Général le 24 février 2020, aucune Unité de Performance ne sera attribuée à Isabelle Kocher au titre de 2020.

4.4.1.4 Régime de retraite

Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire au titre de ses fonctions de Président du Conseil d'Administration.

En complément des droits à retraite des régimes obligatoires, Isabelle Kocher a quant à elle bénéficié jusqu'au 31 décembre 2014 des régimes collectifs de retraites supplémentaires de l'ex-groupe SUEZ dont elle est devenue salariée en 2002, qui comprennent un régime à cotisations définies et un régime à prestations définies.

S'agissant du régime à cotisations définies (article 83), l'assiette est la rémunération brute annuelle et les taux de cotisations sont : 5% Tranche A (une fois le plafond annuel de la sécurité sociale), 8% Tranche B (entre un et quatre plafonds annuels de la sécurité sociale), 8% Tranche C (entre quatre et huit plafonds annuels de la sécurité sociale).

Conformément aux délibérations du Conseil d'Administration du 10 mars 2016, les droits d'Isabelle Kocher au titre de ces régimes collectifs de retraite supplémentaire à prestations et à cotisations définies ont été gelés au moment de la suspension de son contrat de travail, soit au 31 décembre 2014.

Les droits accumulés de 2002 à 2014 au titre du régime collectif à prestations définies auraient conduit sous condition de présence dans le Groupe en fin de carrière à une rente annuelle de retraite à l'âge de 65 ans estimée, à la clôture de l'exercice 2015, à 145 456 euros, avant prélèvements fiscaux et sociaux. Suite au départ d'Isabelle Kocher du groupe ENGIE, la condition de présence sous-jacente à ces droits n'est plus satisfaite et ils sont donc devenus caduques.

Par ailleurs, lors de sa séance du 10 mars 2016, le Conseil d'Administration a décidé de mettre en place un nouveau système de retraite supplémentaire pour Isabelle Kocher dans lequel l'entreprise ne garantit plus de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce nouveau dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépend ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre déjà la part variable liée aux résultats du Groupe. Le Conseil d'Administration a décidé dans ce cadre de verser un abondement de 366 091 euros au titre de l'exercice 2015. Cet abondement est soumis aux cotisations sociales déplaçonnées selon les règles en vigueur. Au titre de l'exercice 2016, l'abondement s'est élevé à 406 762 euros. Au titre de l'exercice 2017, l'abondement s'est élevé à 438 632 euros. Au titre de l'exercice 2018, l'abondement s'est élevé à 410 440 euros. Au titre de l'exercice 2019, l'abondement s'élève à 415 375 euros. Il ne sera versé à Isabelle Kocher que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 14 mai 2020.

4.4.1.5 Contrat de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence

	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Pierre Clamadieu <i>Président</i>	Non	Non	Non	Non
Isabelle Kocher <i>Directrice Générale</i> <i>(jusqu'au 24 février 2020)</i>	Oui (suspendu)	voir 4.1.4.1.4	cf. ci-dessous	cf. ci-dessous

Le contrat de travail d'Isabelle Kocher a été suspendu depuis le 1^{er} janvier 2015. Il ne prévoit pas d'indemnités de non-concurrence ou de départ particulières. Tout salarié d'ENGIE Management Company bénéficie d'indemnités de rupture de contrat de travail, dans le cadre des dispositions sociales d'ENGIE Management Company. Les indemnités dues en application des dispositions sociales s'élèvent à 3/5^{ème} de mois de salaire par année d'ancienneté dans l'entreprise ou le Groupe et sont plafonnées à 18 mois de salaire. Par «mois de salaire», il faut entendre un douzième de la rémunération fixe de l'année en cours majorée de la dernière part variable versée. L'ancienneté d'Isabelle Kocher lors de sa nomination comme Directrice Générale le 3 mai 2016 était de 13 ans et 7 mois. Il est rappelé qu'aucun système de versement de prime d'arrivée ou de départ en faveur des dirigeants mandataires sociaux n'est en vigueur au sein d'ENGIE. Le contrat de travail d'Isabelle Kocher ne prévoyait pas de clause de non-concurrence.

Dans le contexte de la cessation des fonctions d'Isabelle Kocher, le Conseil d'Administration a, lors de sa séance du 24 février 2020, autorisé la conclusion d'un protocole d'accord transactionnel qui prévoit une indemnité transactionnelle d'un montant de 672 736 euros bruts aux fins de régler à l'amiable et de manière définitive les modalités de cessation des fonctions de Directeur Général. Le versement de cette indemnité transactionnelle est conditionné à l'approbation par l'Assemblée Générale des actionnaires d'ENGIE qui statuera en 2020 sur les comptes de l'exercice 2019 des engagements financiers pris par ENGIE dans le cadre du protocole d'accord transactionnel.

Il a par ailleurs été convenu de mettre fin au contrat de travail dont Isabelle Kocher, qui a rejoint le Groupe ENGIE en 2002, disposait avec la société ENGIE Management Company, qui avait été suspendu depuis

le 1^{er} janvier 2015 jusqu'à la date de cessation de ses fonctions de Direction Générale. Isabelle Kocher bénéficiera à ce titre d'indemnités de rupture de contrat de travail, dans le cadre des dispositions sociales de la société ENGIE Management Company, qui s'élèveront à 3/5^{èmes} de mois de salaire par année d'ancienneté (plafonnées à 18 mois de salaire), soit un montant de 1 149 204 euros bruts, ainsi que de l'indemnité de préavis s'élevant à 3 mois de rémunération, soit 250 000 euros bruts.

En outre, compte tenu de la nature de ses fonctions exercées au sein d'ENGIE, ainsi que du marché dans lequel s'inscrivent les activités du Groupe, il est apparu important de préserver les intérêts légitimes du Groupe en soumettant Isabelle Kocher à un engagement de non-concurrence, ce qu'elle a accepté dans le cadre du protocole d'accord.

En contrepartie de cet engagement de non-concurrence, d'une durée de 18 mois, Isabelle Kocher percevrait une indemnité compensatrice d'un montant total de 1 231 320 euros bruts. Cette indemnité, rapportée à la durée de l'engagement de non-concurrence, correspond à 50 % de la moyenne de ses rémunérations mensuelles brutes fixes et variables (variable annuel) – perçues au cours des 12 derniers mois précédant la date de cessation effective de ses fonctions de Directrice Générale.

Cet engagement de non-concurrence, et le versement de l'indemnité correspondante, sont conditionnés à l'approbation par l'Assemblée Générale des actionnaires d'ENGIE, qui statuera en 2020 sur les comptes de l'exercice 2019, des engagements pris par ENGIE dans le cadre du protocole d'accord.

4

4.4.1.6 Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

(en euros)	2019		2018	
	Montants dus au titre de 2019	Montants versés en 2019	Montants dus au titre de 2018	Montants versés en 2018
Jean-Pierre Clamadieu <i>Président (depuis le 18 mai 2018)</i>				
Rémunération fixe	433 064	433 064	217 339	217 339
Rémunération variable	0	0	0	0
Abonnement dédié à la retraite	0	0	0	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération d'administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	0	0	0	0
TOTAL	433 064	433 064	217 339	217 339

(en euros)	2019		2018	
	Montants dus au titre de 2019	Montants versés en 2019	Montants dus au titre de 2018	Montants versés en 2018
Isabelle Kocher				
<i>Directrice Générale</i>				
Rémunération fixe	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Rémunération variable	661 500	641 760	641 760	754 530
Abondement dédié à la retraite	415 375	410 440	410 440	438 632
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération d'administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	6 012	6 012	6 012	6 012
TOTAL	2 082 887	2 058 212	2 058 212	2 199 174

4.4.1.7 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration jusqu'au 18 mai 2018, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions.

(en euros)	2019	2018
Jean-Pierre Clamadieu		
<i>Président (depuis le 18 mai 2018)</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	433 064	217 339
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
TOTAL	433 064	217 339

(en euros)	2019	2018
Isabelle Kocher		
<i>Directrice Générale</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	2 082 887	2 058 212
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	940 800 (devenues caduques cf. infra)	789 600 (devenues caduques cf. infra)
TOTAL	3 023 687	2 847 812

La valorisation des Unités de Performance (UP), réalisée sur base d'un modèle fourni par un cabinet externe spécialisé, est fondée sur une approche commune à toutes ses entreprises clientes afin d'obtenir des valorisations comparables. Elle utilise les paramètres et hypothèses conformes aux préconisations des normes IFRS, mais prend en compte toutes les éventuelles conditions de performance (externes et internes), et non pas uniquement les conditions de performance dites «de marché» comme dans les normes IFRS 2. Cette valorisation tient compte également du cours de l'action, du taux de dividende annuel attendu, de la volatilité historique de l'action, du taux sans risque, d'une maturité à trois ans, d'une durée d'acquisition de trois ans et d'une durée de vie estimée à 4,5 ans. Ainsi la valorisation retenue est de 11,15 euros pour l'attribution au titre de 2014, de 9,69 euros pour l'attribution au titre de 2015, de 7,73 euros au titre de 2016, de 6,09 euros au titre de 2017, de 6,58 euros au titre de 2018 et de 7,84 euros au titre de 2019.

Cette valorisation est théorique, dans la mesure où l'acquisition effective des UP (plusieurs années après leur attribution) dépend de la réalisation de conditions de performance strictes et exigeantes.

Le Conseil d'Administration a décidé de lever la condition de présence dont étaient assorties les 99 717 UP qui lui ont été attribuées au titre de

l'exercice 2016 et dont il était prévu qu'elles soient définitivement acquises en mars 2020 à hauteur du taux de réussite des conditions de performance dont elles sont assorties. Le Conseil d'Administration, qui s'est réuni le 26 février 2020, a fixé à 22,39% le taux d'atteinte des critères de performance et en conséquence à 22 326 le nombre d'UP attribuées au titre de 2016 et définitivement acquises. Elles seront exerçables jusqu'en mars 2023.

Conformément aux dispositions légales applicables, l'acquisition définitive des UP 2016 reste conditionnée à l'approbation, par l'Assemblée Générale qui statuera en 2020 sur les comptes de l'exercice 2019, de la résolution relative aux éléments de la rémunération due ou attribuée à Isabelle Kocher au titre de l'exercice 2019.

Le Conseil d'Administration du 24 février 2020 a par ailleurs constaté que la condition de présence attachée aux 360 000 UP qui ont été attribuées à Isabelle Kocher au titre des exercices 2017, 2018 et 2019, non encore acquises, n'est pas satisfaite. En conséquence, ces UP sont devenues caduques.

Il est enfin rappelé que les 20 374 UP définitivement acquises et exerçables depuis le 15 mars 2019 au titre du plan d'attribution au titre de l'exercice 2015, demeurent exerçables jusqu'au 15 mars 2022.

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction

4.4.1.8 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2019 ou attribués au titre du même exercice à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis au vote des actionnaires

Conformément à l'article L. 225-100 II du Code de commerce, l'Assemblée Générale des actionnaires du 14 mai 2020 statuera sur les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés au cours ou attribués au titre de l'exercice 2019 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration et Isabelle Kocher, Directrice Générale.

Les éléments de rémunération variables ou exceptionnels attribués au titre de l'exercice 2019 ne peuvent être versés qu'après approbation de la rémunération par une Assemblée Générale des éléments de rémunération du dirigeant mandataire social concerné.

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION VERSÉS AU COURS DE L'EXERCICE 2019 OU ATTRIBUÉS AU TITRE DE L'EXERCICE 2019 À JEAN-PIERRE CLAMADIEU, PRÉSIDENT DU CONSEIL

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2019	Montants attribués au titre de l'exercice 2019	Commentaires
Rémunération fixe	433 064 €	433 064 €	La rémunération fixe de Jean-Pierre Clamadieu s'élève à 450 000 € pour une année complète à compter du 1 ^{er} mars 2019 (précédemment 350 000 €).
Rémunération variable annuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable annuelle
Abondement dédié à la retraite	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun abondement dédié à la retraite.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'administrateur	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne perçoit pas de rémunération à raison de son mandat d'administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune attribution de stock-option, d'Action de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme.
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune indemnité de prise ou de cessation de fonction.
Régime de retraite supplémentaire	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire.
Avantages de toute nature	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu n'a pas bénéficié d'un véhicule de fonction.

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION VERSES AU COURS DE L'EXERCICE 2019 OU ATTRIBUES AU TITRE DE L'EXERCICE 2019 À ISABELLE KOCHER, DIRECTRICE GÉNÉRALE

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2019	Montants attribués au titre de l'exercice 2019	Commentaires
Rémunération fixe	1 000 000 €	1 000 000 €	La rémunération fixe d'Isabelle Kocher a été fixée à 1 000 000 €
Rémunération variable annuelle	641 760 €	661 500 €	<p>La structure de la rémunération variable d'Isabelle Kocher au titre de 2018 versée en 2019 se décompose en deux parties : une partie quantifiable (60%) et une partie qualitative (40%).</p> <p>Pour la partie quantifiable, les paramètres retenus ont été une moitié le RNRPG par action et pour l'autre moitié le free <i>cash-flow</i>, le ROCE et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantifiables pour 2018 ont été calés par rapport au budget du Groupe tel qu'il a été présenté au Conseil d'Administration du 7 mars 2018.</p> <p>Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été en substance les suivants :</p> <p>1- Développer des relais de croissance durable (40%)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Poursuivre et renforcer la croissance organique à partir des offres existantes et au travers du développement de nouvelles compétences et solutions pour les clients. • Contribuer à la croissance via des acquisitions sur les métiers BtoB, BtoT et high technologies. <p>2- Préparer les options post 2025 en Belgique (20%)</p> <p>3- RSE, mettre l'accent sur la responsabilité sociale d'employeur (20%)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Faire de l'engagement et de l'adhésion des salariés l'un des principaux leviers de la transformation et de la performance du Groupe (baromètre social). • Poursuivre l'adaptation des compétences internes pour répondre aux besoins de l'organisation et des solutions clients. • Ancrer les nouvelles pratiques managériales et l'agilité de l'organisation dans la culture du Groupe. <p>4- Développer la feuille de route Digital & Innovation (10%)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Définir la stratégie du plan à 3 ans et à l'horizon 2030. • Adapter l'organisation interne et les partenariats en fonction des objectifs définis. <p>5- Faire de la Marque et de l'image auprès du client un élément déterminant de la transformation et de la performance du Groupe (10%)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Poursuivre la mise en cohérence des offres commerciales avec le projet du Groupe. • Développer un programme de communication et de développement de la notoriété de la Marque. Développer la connaissance client, CRM, et faire de la satisfaction client un levier de changement de culture (NPS : Net Promoter Score). <p>Lors de sa séance du 27 février 2019, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a :</p> <ul style="list-style-type: none"> • constaté que le taux de réussite des critères quantifiables s'élève à 85,46% (décomposé comme suit : RNRPG par action (1/2) : 82,52% ; ROCE (1/6) : 94,06% ; Free <i>cash-flow</i> (1/6) : 105,51% ; Dette nette (1/6) : 65,63%) ; • établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 101,00%. <p>Compte tenu des pondérations respectives des critères quantifiables (60%) et qualitatifs (40%), cela a conduit à déterminer le <i>taux global</i> de réussite à 91,68%.</p> <p>Le montant de la part variable au titre de 2018 s'est dès lors élevé à 641 760 euros.</p>

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2019	Montants attribués au titre de l'exercice 2019	Commentaires
			<p>La structure de la rémunération variable cible versée en 2020 au titre de l'exercice 2019 d'Isabelle Kocher est demeurée inchangée et s'élève à un montant de 700 000 euros correspondant à 70% de la rémunération fixe et est plafonnée à 840 000 euros soit 120% de la rémunération variable cible. La rémunération variable au titre de 2019 est décomposée en deux parties : une partie quantifiable (60%) et une partie qualitative (40%).</p> <p>Pour la partie quantifiable, les paramètres retenus sont pour une moitié le RNRPG par action et pour l'autre moitié le <i>free cash-flow</i>, le ROCE et la dette nette économique (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantifiables pour 2019 ont été calés par rapport au budget du Groupe tel qu'il a été présenté au Conseil d'Administration du 27 février 2019.</p> <p>Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été en substance les suivants :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1- Qualité du plan stratégique et accueil par les investisseurs (10%) 2- Mise en œuvre de la stratégie de croissance dans les métiers avals BtoB/T et recentrage (25%) <ul style="list-style-type: none"> • croissance organique - montée en gamme des prestations • croissance externe • recentrage métiers/géographies du périmètre du Groupe 3- Sécurisation de la position du Groupe en Belgique (25%) 4- Organisation, engagement et gouvernance (20%) 5- RSE (20%) <ul style="list-style-type: none"> • poursuite de l'effort de réduction des émissions de CO2 conformément aux objectifs 2020 • progression de la maîtrise des risques santé-sécurité • poursuite du déploiement du référentiel de conformité éthique <p>Lors de sa séance du 26 février 2020, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a :</p> <ul style="list-style-type: none"> • constaté que le taux de réussite des critères quantifiables s'élève à 97,5% (décomposé comme suit : RNRPG par action (1/2) : 103,4% ; ROCE (1 /6) : 100,3% ; <i>Free cash-flow</i> (1/6) : 107,2% ; Dette nette (1/6) : 67,4% ; • établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 90%. <p>Compte tenu des pondérations respectives des critères quantifiables (60%) et qualitatifs (40%), cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 94,5%.</p> <p>Le montant de la part variable au titre de 2019 s'élève ainsi à 661 500 euros. Il ne sera versé à Isabelle Kocher que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 14 mai 2020.</p>
Abondement dédié à la retraite	410 440 €	415 375 €	Le Conseil d'Administration du 3 mai 2016 a décidé de reconduire le dispositif d'abondement dédié à la retraite dont Isabelle Kocher bénéficiait lorsqu'elle était Directrice Générale Déléguée. Dans ce système de retraite supplémentaire, l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce nouveau dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de la période considérée. Il dépend ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre déjà la part variable liée aux résultats du Groupe. Au titre de 2018, cet abondement s'est élevé à 410 440 euros et a été versé en 2019. Au titre de 2019, cet abondement s'élève à 415 375 euros et sera versé en 2020 sous réserve du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 14 mai 2020.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Isabelle Kocher n'a bénéficié d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Isabelle Kocher n'a pas perçu de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Isabelle Kocher n'a bénéficié d'aucune rémunération exceptionnelle.

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2019	Montants attribués au titre de l'exercice 2019	Commentaires
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	0	Valorisation : 940 800 €	Les 120 000 Unités de Performance qui avaient été attribuées par le Conseil d'Administration du 27 février 2019 au titre de 2019 à Isabelle Kocher et valorisées à 940 800 euros (Cf. Note sur cette valorisation théorique à la Section 4.4.1.7) sont devenues caduques, la condition de présence n'étant plus satisfaite suite au départ d'Isabelle Kocher le 24 février 2020.
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	Le contrat de travail d'Isabelle Kocher était suspendu depuis le 1 ^{er} janvier 2015. Il ne prévoit pas d'indemnités de non-concurrence ou de départ particulier. Tout salarié d'ENGIE Management Company bénéficie d'indemnités de rupture de contrat de travail, dans le cadre des dispositions sociales d'ENGIE Management Company. Les indemnités dues en application des dispositions sociales s'élèvent à 3/5 ^{ème} de mois de salaire par année d'ancienneté dans l'entreprise ou le Groupe et sont plafonnées à 18 mois de salaire. Par «mois de salaire», il faut entendre un douzième de la rémunération annuelle fixe de l'année en cours majorée de la dernière part variable versée. Il est renvoyé à la Section 4.4.1.5 sur l'engagement de non-concurrence autorisé par le Conseil d'administration du 24 février 2020.
Régime de retraite supplémentaire	Néant	Néant	En complément des droits à retraite des régimes obligatoires, Isabelle Kocher a bénéficié jusqu'au 31 décembre 2014 des régimes collectifs de retraites supplémentaires de l'ex-groupe SUEZ dont elle est devenue salariée en 2002, qui comprennent un régime à cotisations définies et un régime à prestations définies. S'agissant du régime à cotisations définies (article 83), l'assiette est la rémunération brute annuelle et les taux de cotisations sont : 5% Tranche A (une fois le plafond annuel de la sécurité sociale), 8% Tranche B (entre plafond annuel et quatre plafonds de la Sécurité sociale), 8% Tranche C (entre quatre et huit plafonds de la Sécurité sociale). Les droits accumulés de 2002 à 2014 au titre du régime collectif à prestations définies auraient conduit sous condition de présence dans le Groupe en fin de carrière à une rente annuelle de retraite à l'âge de 65 ans estimée, à la clôture de l'exercice 2015, à 145 456 euros, avant prélèvements fiscaux et sociaux. Suite au départ d'Isabelle Kocher du groupe ENGIE, la condition de présence sous-jacente à ces droits n'est plus satisfaite et ils sont donc devenus caduques.
Avantages de toute nature	6 012 €	6 012 €	Isabelle Kocher a bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.4.1.9 Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés - Evolutions annuelles des performances et des rémunérations

Périmètre des salariés en France

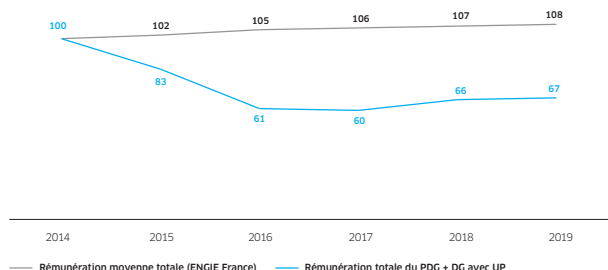
Les tableaux ci-dessous présentent les ratios et leurs évolutions des dernières années entre la rémunération de chaque dirigeant mandataire social et la rémunération moyenne des salariés en France, périmètre pertinent pour la comparaison.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Président (Gérard Mestrallet jusqu'au 18 mai 2018 puis Jean-Pierre Clamadieu)						
Ratio avec rémunération moyenne	0	0	0	0	7,6 ⁽¹⁾	9,3
Président Directeur Général/Directrice Générale (Gérard Mestrallet puis à compter du 3 mai 2016 Isabelle Kocher)						
Ratio avec rémunération moyenne	90,3	73,7	52,7	50,9	55,1	55,7

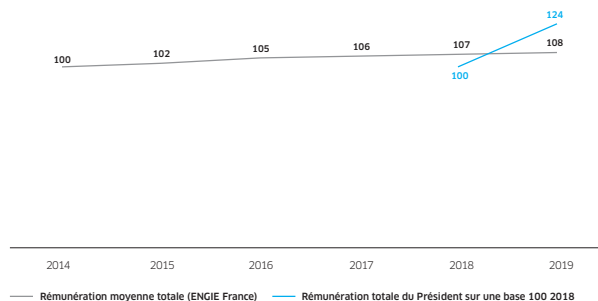
(1) Reconstitution en année pleine.

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction

EVOLUTION DE LA RÉMUNÉRATION DU PDG/DG ET DE LA RÉMUNÉRATION MOYENNE ENGIE FRANCE RAPPORTÉES À UNE BASE 100 2014

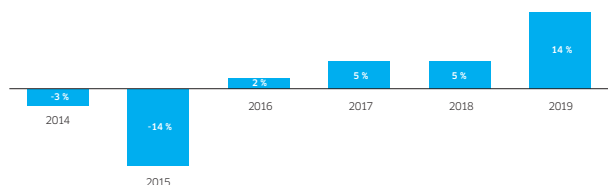


EVOLUTION DE LA RÉMUNÉRATION DU PRÉSIDENT ET DE LA RÉMUNÉRATION MOYENNE ENGIE FRANCE RAPPORTÉES RESPECTIVEMENT À UNE BASE 100 2018 ET 2014

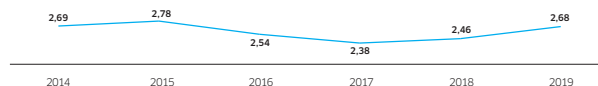


Les tableaux ci-dessous présentent l'évolution annuelle des performances consolidées de la société.

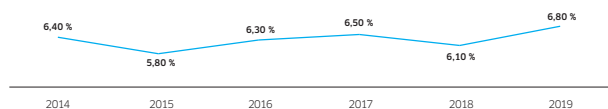
ROC (CROISSANCE ORGANIQUE)



RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE (HORS E&P ET GNL) (EN MILLIARDS D'EUROS)



ROCE



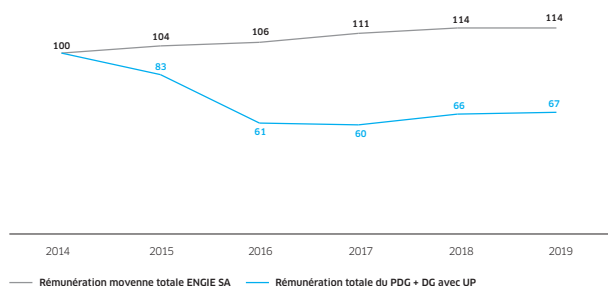
Périmètre des salariés ENGIE S.A. (à titre indicatif)

Bien que jugé non pertinent, pour satisfaire aux obligations légales, les tableaux ci-dessous sont établis sur la base de la rémunération moyenne et médiane des salariés de la société mère ENGIE S.A.

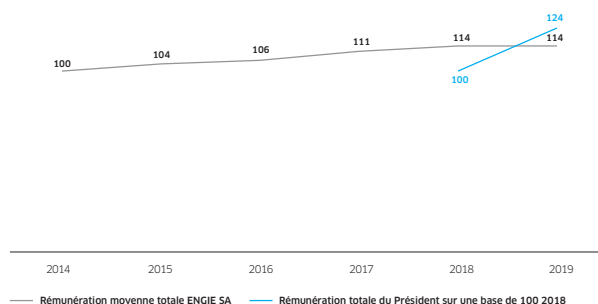
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Président (Gérard Mestrallet jusqu'au 18 mai 2018 puis Jean-Pierre Clamadieu)						
Ratio avec rémunération moyenne ENGIE S.A	0	0	0	0	4,7 ⁽¹⁾	5,9
Ratio avec rémunération médiane ENGIE S.A	0	0	0	0	5,3 ⁽¹⁾	6,5
Président Directeur Général/Directrice Générale (Gérard Mestrallet puis à compter du 3 mai 2016 Isabelle Kocher)						
Ratio avec rémunération moyenne ENGIE S.A	59,9	48,1	34,5	32,1	34,5	35,1
Ratio avec rémunération médiane ENGIE S.A	66,0	53,6	36,0	38,4	38,5	38,9

(1) Reconstitution en année pleine.

EVOLUTION DE LA RÉMUNÉRATION DU PDG/DG ET DE LA RÉMUNÉRATION MOYENNE ENGIE S.A. RAPPORTÉES À UNE BASE 100 2014



EVOLUTION DE LA RÉMUNÉRATION DU PRÉSIDENT ET DE LA RÉMUNÉRATION MOYENNE ENGIE S.A. RAPPORTÉES RESPECTIVEMENT À UNE BASE 100 2018 ET 2014



4.4.1.10 Politique de rémunération des mandataires sociaux

Les politiques de rémunération des mandataires sociaux ci-dessous seront soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des Actionnaires qui se tiendra le 14 mai 2020, conformément à l'article L.225-37-2 du Code de commerce.

4.4.1.10.1 Politique de rémunération des administrateurs

Sur proposition du Conseil d'Administration, l'Assemblée Générale fixe le montant global de l'enveloppe annuelle de la rémunération des administrateurs, à répartir par le Conseil entre ses membres.

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2013, sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, a fait évoluer les règles de répartition de l'enveloppe annuelle fixée par l'Assemblée Générale du 16 juillet 2008 d'un montant, inchangé depuis 2008, de 1,4 million d'euros, selon un système de distribution individuelle, alliant une part fixe à une part variable prépondérante en fonction de la présence des Administrateurs aux séances du Conseil et à celles des Comités du Conseil, conformément à la recommandation de l'article 21.1 du Code Afep-Medef.

À l'occasion de la réduction de la taille du Conseil d'Administration le 17 mai 2019, le Conseil d'Administration du 29 juillet 2019 a revu les règles de répartition, à l'intérieur de l'enveloppe octroyée par l'Assemblée Générale en 2008, pour tenir compte notamment des

exigences croissantes envers les instances de gouvernance, sur proposition du CNRG. Trois évolutions aux anciennes règles de répartition de la rémunération des administrateurs (voir Section 4.1.4.4.1 du Document de Référence 2018) ont été apportées :

- augmentation de 10% la part variable liée à la participation aux réunions du Conseil et de ses Comités ;
- pour les non-résidents, augmentation de la part variable en cas de participation physique aux réunions du Conseil et de ses Comités, de 25% pour les Européens et de 50% pour les non-Européens ;
- détermination à 10 000 euros de la part fixe pour les Présidents du CEEDD et du CNRG (versus 5 000 euros auparavant).

Les nouvelles règles de répartition, appliquées pour la période postérieure au 29 juillet 2019, sont présentées ci-après, étant précisé que les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent aucune rémunération au titre de leur participation au Conseil d'Administration.

Administrateur		Part fixe	15 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	55 000 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
Comité d'Audit	Président	Part fixe	15 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	44 000 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
CSIT	Président	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	27 500 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
CEEDD	Président	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
CNRG	Président	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence

(1) Part variable augmentée de 25% pour les non-résidents européens ou de 50% pour les non-résidents non-européens, en cas de participation physique aux réunions.

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction

4.4.1.10.2 Les Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Il a été versé, au titre de l'exercice 2019, aux mandataires sociaux non dirigeants les rémunérations figurant au tableau ci-après, étant précisé que, sauf autre indication, aucune autre rémunération ne leur a été versée de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées au titre dudit exercice.

En euros	Exercice 2019 ⁽¹⁾	Exercice 2018 ⁽¹⁾
Ann-Kristin Achleitner	37 500 ⁽²⁾	90 000 ⁽²⁾
Edmond Alphandéry	47 917 ⁽³⁾	119 429 ⁽³⁾
Fabrice Brégier	84 063 ⁽³⁾	78 095 ⁽³⁾
Aldo Cardoso	45 833 ⁽²⁾⁽⁴⁾	96 944 ⁽²⁾⁽⁴⁾
Patrice Durand ⁽⁵⁾	74 552 ⁽³⁾	60 825 ⁽³⁾
Catherine Guillouard ⁽⁶⁾	0	0
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière ⁽⁵⁾	68 354 ⁽³⁾	66 027 ⁽³⁾
Barbara Kux	35 417 ⁽²⁾	81 429 ⁽²⁾
Françoise Malrieu	141 458 ⁽³⁾	133 182 ⁽³⁾
Ross McInnes ⁽⁷⁾	126 541 ⁽³⁾	60 000 ⁽³⁾
Marie-José Nadeau	165 573 ⁽²⁾	140 000 ⁽²⁾
Peter Ricketts of Shortlands	91 432 ⁽²⁾	85 000 ⁽²⁾
TOTAL	918 640	1 010 931

(1) La rémunération des administrateurs due au titre d'un exercice est versée au cours de l'exercice concerné.

(2) Avant déduction de la retenue à la source qui frappe la rémunération des Administrateurs résidant hors de France.

(3) Avant déduction de la retenue à la source relative aux prélèvements fiscaux et sociaux.

(4) En sa qualité de Président du Conseil d'Administration depuis le 15 juin 2018 de la Société Monégasque de l'Électricité et du Gaz (SMEG), filiale détenue à 63,9% par ENGIE, Aldo Cardoso a perçu de la SMEG 38 461,54 euros au titre de l'exercice 2019 et 14 827 euros au titre de l'exercice 2018 de rémunération due en qualité d'administrateur.

(5) Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, du secteur privé.

(6) Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, du secteur public.

(7) Administrateur élu par l'Assemblée Générale le 18 mai 2018.

L'Administrateur représentant de l'État et les Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

L'Administrateur représentant de l'État et les Administrateurs, du secteur public, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, respectivement Isabelle Bui (à compter du 5 juin 2019) et Catherine Guillouard (jusqu'au 17 mai 2019), n'ont perçu, personnellement, aucune rémunération de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre de leur mandat en 2019.

Les Administrateurs du secteur privé, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à savoir Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Patrice Durand, ont perçu 85% du montant de leurs rémunérations dues à raison de leurs mandats d'administrateurs, en vertu de l'arrêté du 28 décembre 2014, tel que modifié par l'arrêté du 5 janvier 2018, pris en application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du

20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique (cf. tableau ci-dessus).

Il est précisé, compte tenu de ce qui précède, que le solde de la rémunération des administrateurs correspondant à ces mandats (101 469 euros) est versé directement au Trésor Public en application de la réglementation.

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires au sein du Conseil d'Administration d'ENGIE n'ont perçu aucune rémunération (rémunération à raison du mandat d'administrateur ou autre) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société en contrepartie de l'exercice de leur mandat d'Administrateur.

Il s'agit de Christophe Agogué, Alain Beullier, Philippe Lepage et Christophe Aubert.

4.4.1.10.3 Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux

La politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance. Elle fait l'objet d'une présentation et de votes contraignants lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires conformément à l'article L. 225-37-2 du Code de commerce.

La politique de rémunération est revue annuellement par le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance et s'appuie notamment sur des études spécifiques réalisées par un cabinet externe spécialisé dans ce domaine.

Conformément à l'article 3.3.1 du Règlement intérieur du Conseil, les dirigeants mandataires sociaux n'assistent pas aux réunions du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance pour les questions qui les concernent.

Dans ses recommandations au Conseil d'Administration, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance veille à proposer une politique de rémunération en conformité avec l'intérêt social et les pratiques des grands groupes internationaux comparables pour des positions similaires, sur base d'un benchmark réalisé par un cabinet externe comprenant des sociétés du CAC40, de l'Eurostoxx 50 (à l'exclusion des sociétés du secteur financier) et de l'Eurostoxx Utilities.

Conformément à l'article 9.6 du Code Afep-Medef, le Président du Conseil d'Administration, ayant la qualité d'administrateur indépendant, ne perçoit pas de rémunération variable liée à la performance de la Société.

La rémunération des autres dirigeants mandataires sociaux comprend en règle générale :

- une part fixe ; ce montant fixe demeure inchangé pendant la durée du mandat sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, en décide autrement ;
- une part variable équilibrée par rapport au total des rémunérations et dont l'objet est de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats ; et
- une part incitative à long terme soumise à conditions de performance.

Des critères de performance exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et maintiennent un lien entre la performance du Groupe et la rémunération de ses dirigeants dans une perspective de court, moyen et long terme, contribuant ainsi à la stratégie et à la pérennité de la Société.

Si le taux d'approbation de la politique de rémunération lors de la dernière Assemblée Générale des actionnaires est inférieur à 80 %, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance examine le sens du vote des actionnaires s'étant opposé à l'approbation de cette politique et les suites éventuelles à donner à leur vote.

Politique de rémunération du Président du Conseil au titre de 2020

La rémunération du Président du Conseil d'Administration comprend une rémunération fixe annuelle. Elle ne comprend aucune rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

La rémunération annuelle fixe s'élève à 450 000 euros.

Conformément à la politique actuelle, les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent pas de rémunération en raison de leur participation aux travaux du Conseil et de ses Comités.

Le Président du Conseil bénéficie d'une couverture prévoyance et d'une couverture frais de santé.

Il peut bénéficier d'un véhicule de fonction.

Politique de rémunération de la Directrice Générale pour la période du 1^{er} janvier au 24 février 2020

La rémunération du Directeur Général comprend une part fixe, une part variable annuelle et une part incitative à long terme.

La part variable annuelle a pour objet de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats. Elle est équilibrée par rapport à la partie fixe et déterminée sous la forme d'un pourcentage de la rémunération fixe. Elle est assortie de critères cohérents avec l'évaluation faite annuellement de la performance du Directeur Général et avec la stratégie de l'entreprise. Elle est assortie à hauteur de 60% de critères quantifiables visant à rémunérer la performance économique et 40% de critères qualitatifs. Parmi les critères qualitatifs, figure au moins un objectif en matière de responsabilité sociale, sociétale et environnementale. Une sous-pondération est établie au sein des objectifs quantifiables et qualitatifs. En cas de départ du Directeur Général au cours du premier trimestre, le Conseil d'Administration peut fixer le montant de la part variable annuelle de l'exercice en cours au *pro rata temporis* du montant de la part variable annuelle attribuée au Directeur Général au titre de l'exercice précédent.

La part incitative à long terme prend la forme d'Unités de Performance, soumises à des conditions de performance comparables à celles assortissant les plans d'Actions de Performance dont ne bénéficient pas les dirigeants mandataires sociaux de la Société. Ces conditions de performance sont exclusivement quantifiables et comportent au moins une condition externe portant sur l'évolution relative du *Total Shareholder Return* (performance boursière, dividende réinvesti) et une condition interne portant sur la création de valeur. Elle vise à inciter le dirigeant à inscrire son action dans le long terme ainsi qu'à le fidéliser et

à favoriser l'alignement de ses intérêts avec l'intérêt social de l'entreprise et l'intérêt des actionnaires. Cette part ne peut à l'attribution initiale représenter plus de 40% de la rémunération globale du dirigeant. En cas d'exercice des Unités de Performance, le Directeur Général devra réinvestir une quote-part du produit de l'exercice dans l'acquisition d'actions de la Société jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention d'un portefeuille d'actions correspondant à deux années de rémunération fixe.

Le versement des éléments de rémunération variables et exceptionnels au titre de 2020 sera conditionné à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des actionnaires qui se tiendra en 2021. Sont ainsi visés la part variable annuelle et l'abondement retraite du Directeur Général au titre de 2021 dont le versement n'interviendra qu'à l'issue du vote favorable lors de l'Assemblée Générale précitée.

Le Directeur Général bénéficie d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspondra à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre déjà la part variable liée aux résultats du Groupe. Le Directeur Général continuera également à bénéficier de la protection des régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé des cadres dirigeants afin de bénéficier de conditions de protection sociale conforme au marché.

Le Directeur Général, s'il est administrateur, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Le Directeur Général bénéficie d'un véhicule de fonction.

Enfin, le Conseil d'Administration dispose de la faculté de négocier un engagement de non-concurrence avec un directeur général cessant ses fonctions au sein du Groupe lorsque cet engagement apparaît utile à la préservation des intérêts du Groupe, et dans des conditions financières respectant les principes édictés par le Code Afep-Medef auquel ENGIE se réfère. Aucun versement ne pourra intervenir sans que cet engagement de non-concurrence n'ait été approuvé par une Assemblée Générale des actionnaires d'ENGIE.

En application de ces principes, la rémunération fixe au titre de 2020 du Directeur Général, demeure inchangée et s'établit à 1 000 000 euros pour l'année complète. Compte tenu de la cessation des fonctions du Directeur Général le 24 février 2020, la rémunération fixe au titre de l'exercice s'élèvera à 166 667 euros bruts.

Compte tenu de la cessation des fonctions de la Directrice Générale le 24 février 2020, le Conseil d'Administration a décidé, comme prévu ci-avant, de fixer le montant de la part variable annuelle de l'exercice 2020 au *pro rata temporis* du montant de la part variable annuelle attribuée au directeur général au titre de l'exercice 2019, soit un montant de 110 250 euros bruts.

Enfin, compte tenu de la cessation des fonctions du Directeur Général le 24 février 2020, aucune part incitative à long terme ne lui sera attribuée au titre de 2020.

Par ailleurs, la Directrice Générale continuera à bénéficier, pour la période comprise entre le 1^{er} janvier et le 24 février 2020, d'un système de retraite supplémentaire à cotisations définies dans les conditions précitées ainsi que de la protection des régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé des cadres dirigeants.

Il est au surplus rappelé que le contrat de travail d'Isabelle Kocher avec la société ENGIE Management Company est suspendu depuis le 1^{er} janvier 2015.

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction

Dans le contexte de la cessation des fonctions de Directrice Générale d'Isabelle Kocher, il a été convenu de mettre fin à son contrat de travail. Isabelle Kocher bénéficiera à ce titre d'indemnités de rupture de contrat de travail, dans le cadre des dispositions sociales de la société ENGIE Management Company (qui prévoient des indemnités s'élevant à 3/5^{ème} de mois de salaire par année d'ancienneté dans l'entreprise ou le Groupe, plafonnées à 18 mois de salaire).

Enfin, il est rappelé qu'aux termes du protocole d'accord conclu le 24 février 2020 entre ENGIE et Isabelle Kocher dans le contexte de son départ, il est prévu que cette dernière perçoive des indemnités telles que décrites en section 4.7, sous réserve de l'approbation de ce protocole par l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des Actionnaires qui se tiendra le 14 mai 2020.

Rémunération de la Directrice Générale nommée le 24 février 2020

Pour assurer la transition, le Conseil d'Administration du 24 février 2020 a nommé avec effet immédiat Claire Waysand, Secrétaire Générale, en qualité de Directrice Générale par intérim, dans le contexte d'une direction collégiale avec Paulo Almirante, Directeur Général Adjoint et Directeur Général des Opérations et Judith Hartmann, Directrice Générale Adjointe et Directrice Financière. Le Conseil a confié à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, la mission d'apporter son appui à la direction générale de transition pour assurer le bon déroulement de cette phase.

Le Conseil d'Administration a par ailleurs mandaté Jean-Pierre Clamadieu, avec l'appui du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, présidé par Mme Françoise Malrieu, pour rechercher le prochain dirigeant du Groupe.

Dans ces circonstances particulières et compte tenu du caractère transitoire de cette situation, Claire Waysand conservera le bénéfice de son contrat de travail avec la société ENGIE Management Company correspondant à ses fonctions de Secrétaire Générale du groupe ENGIE qu'elle continue à assumer par ailleurs.

Au titre de ce contrat de travail, les éléments de rémunération et avantages sont les suivants :

- Une rémunération fixe annuelle de 550 000 euros bruts
- Une rémunération variable annuelle sous la forme d'un bonus cible de 100% de la rémunération fixe annuelle correspondant à un taux d'atteinte de 100% des objectifs, assortie d'un plafond de maximum 150% en cas de surperformance. Ce bonus est soumis à hauteur de 65% à des critères quantitatifs (RNRPG pour moitié et ROC et dette nette économique pour un quart chacun) et de 35% à une évaluation qualitative ; enfin un malus jusqu'à 20% de la cible peut s'appliquer (Santé-Sécurité/ Compliance)
- Une rémunération variable long terme sous forme d'attribution d'actions de performance
- Un intéressement et l'opportunité de placer des sommes sur les PEG/PERCO
- Une voiture de fonction
- Le bénéfice des régimes collectifs en place pour l'ensemble des salariés de ENGIE Management Company, notamment les couvertures d'assurance complémentaire santé et de prévoyance et le régime de retraite supplémentaire.

Au titre de cette mission temporaire en 2020, Claire Waysand percevra une rémunération spécifique dont le montant sera arrêté par le Conseil à l'échéance de ce mandat, dans la limite de 400 000 euros bruts, et qui viendra s'ajouter à la rémunération perçue au titre du contrat de travail avec la société ENGIE Management Company. Pour fixer le montant de cette rémunération spécifique le Conseil tiendra compte de l'efficacité du fonctionnement de la direction collégiale et de sa capacité à assurer le pilotage opérationnel du Groupe pendant cette période.

Politique de rémunération du futur Directeur Général au titre de 2020

La rémunération du Directeur Général comprend une part fixe, une part variable annuelle et une part incitative à long terme.

La part fixe est définie en fonction du rôle, de l'expérience et du marché de référence du Directeur Général, en ayant notamment égard aux rémunérations fixes attribuées aux dirigeants mandataires sociaux exécutifs de groupes dont la taille et l'envergure sont similaires à ceux d'ENGIE et plus généralement sur la base du *benchmark* précité. Elle est revue chaque année. Elle demeure inchangée pendant la durée du mandat sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, en décide autrement eu égard notamment au contexte de marché, aux évolutions éventuelles du profil d'ENGIE et à l'évolution de la rémunération des salariés du Groupe.

La part variable annuelle a pour objet de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats. Elle est équilibrée par rapport à la partie fixe et déterminée sous la forme d'un pourcentage de la rémunération fixe décidée par le Conseil d'Administration et qui se situera entre 0 % et 150 % de la part fixe en fonction de l'atteinte ou du dépassement des objectifs préalablement fixés.

Elle est assortie de critères permettant l'évaluation faite annuellement de la performance du Directeur Général reposant à hauteur de 65% sur des critères quantifiables visant à rémunérer la performance économique et à hauteur de 35% sur des critères qualitatifs dont au moins un critère reflétant les objectifs RSE du Groupe.

Pour la partie quantifiable, les paramètres retenus sont le RNRPG (50%), le ROC (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles quantifiables pour 2020 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été présenté au Conseil d'Administration du 26 février 2020.

La part incitative à long terme prend la forme d'Unités de Performance, soumises à des conditions de performance comparables à celles assortissant les plans d'Actions de Performance dont ne bénéficient pas les dirigeants mandataires sociaux de la Société. Ces conditions de performance sont exclusivement quantifiables et comportent au moins une condition externe portant sur l'évolution relative du *Total Shareholder Return* (performance boursière, dividende réinvesti) et une condition interne portant sur la création de valeur. Elle vise à inciter le dirigeant à inscrire son action dans le long terme ainsi qu'à le fidéliser et à favoriser l'alignement de ses intérêts avec l'intérêt social de l'entreprise et l'intérêt des actionnaires. Cette part ne peut à l'attribution initiale représenter plus de 50 % de la rémunération globale du dirigeant.

Le versement des éléments de rémunération variables et exceptionnels au titre de 2020 sera conditionné à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des actionnaires qui se tiendra en 2021. Sont ainsi visés la part variable annuelle et l'abondement destiné à la retraite du Directeur Général au titre de 2020 dont le versement n'interviendra qu'à l'issue du vote favorable lors de l'Assemblée Générale précitée.

Enfin, le Directeur Général bénéficiera d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspondra à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre déjà la part variable liée aux résultats du Groupe.

Par ailleurs, le Directeur Général bénéficiera de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux dont des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France.

Le Directeur Général, s'il est administrateur, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Par ailleurs, le Conseil d'Administration dispose de la faculté de négocier dès son arrivée ou lors de son départ un engagement de non-concurrence avec un directeur général applicable en cas de

cessation de fonctions au sein du Groupe lorsque cet engagement apparaît utile à la préservation des intérêts du Groupe, et dans des conditions financières respectant les principes édictés par le Code Afep-Medef auquel ENGIE se réfère. Aucun versement ne pourra intervenir sans que cet engagement de non-concurrence n'ait été approuvé par une Assemblée Générale des actionnaires d'ENGIE.

Enfin, le Directeur Général bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.4.2 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)

La rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) est composée d'une part fixe et d'une part variable.

L'évolution de la partie fixe de la rémunération est liée à la modification des situations spécifiques, élargissement ou changement significatif des responsabilités, repositionnements rendus nécessaires au regard de l'équité interne ou d'un décalage manifeste par rapport au marché externe.

La part variable a pour objet principal de rétribuer la contribution des dirigeants aux résultats du Groupe.

Les montants ci-dessous reprennent les parts variables payées en 2019 au titre de 2018 et payées en 2018 au titre de 2017.

La part variable versée en 2020 au titre de l'exercice 2019 est déterminée pour 65% sur des critères économiques (RNRPG) et pour 35% sur des critères qualitatifs focalisés sur la réussite de la transformation du Groupe.

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS BRUTES, AVANTAGES EN NATURE INCLUS, DES DIRIGEANTS NON-MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF) ⁽¹⁾

(en euros)	2019	2018
Fixe	6 162 118	5 490 771
Variable	6 338 384	6 469 559
Total	12 500 503	11 960 330
Nombre de membres	14	11

(1) Les rémunérations sont calculées hors indemnités de départ et en tenant compte de la présence effective au cours de l'année considérée.

Provision de retraites

Le montant global des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif s'élève à 36,9 millions d'euros au 31 décembre 2019, étant précisé qu'il s'agit d'un montant estimé car ces engagements sont par principe non individualisés.

Le Groupe a une politique de financement des engagements de retraite via des actifs de couverture sans que ceux-ci soient spécifiquement dédiés aux engagements de retraite d'une population déterminée.

4.4.3 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance ⁽¹⁾

4.4.3.1 Disponibilité des Actions de Performance

L'article L. 225-197-1, impose des restrictions à la libre disponibilité des Actions de Performance consenties aux dirigeants mandataires sociaux à l'occasion des plans d'attribution.

Conformément à ces dispositions légales, un dispositif a été mis en place prévoyant l'obligation de conserver sous forme d'actions au nominatif un certain pourcentage déterminé par le Conseil d'Administration des Actions de Performance acquises. L'objectif est qu'au bout d'un certain temps, les dirigeants mandataires sociaux, et plus largement les membres du Comité Exécutif, détiennent un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à une fraction de leur rémunération.

Le Conseil d'Administration du 1^{er} mars 2017, sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a actualisé comme suit le dispositif préexistant :

- objectif fixé : constituer un portefeuille d'actions équivalent à 2 années de rémunération fixe pour les dirigeants mandataires sociaux et à 1,5 année pour les autres membres du Comité Exécutif. Cet objectif est fixé en nombre d'actions pour chaque intéressé, ce nombre étant calculé sur la base de la rémunération fixe annuelle en vigueur au 1^{er} janvier de l'exercice considéré et sur la moyenne des cours de bourse de l'exercice qui précède ;
- jusqu'à l'atteinte de l'objectif : conservation de 2/3 des Actions de Performance acquises et réinvestissement en actions ENGIE de 2/3 du produit de l'exercice des UP net d'impôt et de prélèvements sociaux, jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention (deux années de rémunération fixe) visé ci-dessus.

4.4.3.2 Plans d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance mis en œuvre durant l'exercice 2019

- Autorisation de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 18 mai 2018 a décidé, dans sa vingt-neuvième résolution, d'autoriser le Conseil

d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur de certains salariés et/ou mandataires sociaux des sociétés du Groupe (à l'exception des mandataires sociaux de la Société) dans la limite de 0,75% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution, avec un sous-plafond annuel de 0,25% de ce même capital social ⁽¹⁾. Par ailleurs, il est précisé qu'il n'était pas demandé à l'Assemblée Générale une autorisation de consentir des stock-options.

- Plan d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2018 (Conseil du 27 février 2019)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 27 février 2019, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs dans l'activité Trading, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRDIII et CRDIV, relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers et avec l'arrêté du 13 décembre 2010. Les principales caractéristiques de ce plan, ainsi que des autres plans attribués au titre de 2018, figurent en pages 154 et suivantes du Document de Référence 2018 déposé auprès de l'AMF le 20 mars 2019.

- Plans d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2019 (Conseils du 17 décembre 2019 et du 26 février 2020)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 17 décembre 2019, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018, de mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance, en faveur de certains membres du personnel d'ENGIE et de ses filiales (hors dirigeants mandataires sociaux d'ENGIE). Dans le contexte de la transformation du Groupe, le Conseil d'Administration a décidé de maintenir le nombre de bénéficiaires, souhaitant ainsi mobiliser les acteurs clés du Groupe autour de la réussite de cette transformation. Il s'agit d'un plan d'actions existantes sans effet dilutif pour les actionnaires. Les principales caractéristiques de ce plan, portant sur 5 157 215 titres en faveur de 7 094 personnes, sont les suivantes :

(1) Il est rappelé que depuis le 9 novembre 2017, il n'existe plus de stock-options ENGIE

Période d'acquisition	Du 17/12/2019 au 14/03/2023 (2024 pour les principaux dirigeants hors France)
Condition de présence	Au 14/03/2023 (2024 pour les principaux dirigeants hors France) <i>(contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)</i>
Date d'acquisition définitive	15/03/2023 (2024 pour les principaux dirigeants hors France)
Période de conservation	Pas de période de conservation (sauf pour les principaux dirigeants en France, pour qui la période de conservation court du 15/03/2023 au 14/03/2024), pas de conservation si acquisition en 2024 <i>(obligatoire, sauf décès et invalidité)</i>
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2023, et pour les principaux dirigeants à partir du 15/03/2024
Conditions de performance	À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : a) Pour 1/3 sur le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) pour les exercices 2021 et 2022 par rapport au budget de RNRPG de ces mêmes exercices (au pro forma), et b) Pour 1/3 sur le ROCE (Retour sur Capitaux Engagés) pour les exercices 2021 et 2022 par rapport au budget de ROCE de ces mêmes exercices (au pro forma), et c) Pour 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport à celui d'un panel de sociétés composé d'EDF, E.ON, Enel, EDP, Naturgy (ex-Gas Natural), Iberdrola, Innogy, Spie, Uniper et RWE ⁽¹⁾ sur la période décembre 2022-janvier 2023 par rapport à novembre-décembre 2019 ⁽²⁾ Une seule et unique pente de performance est d'application pour chacun des trois critères : - Performance ENGIE ≤ 75% du niveau cible : taux de réussite de 0% - Performance ENGIE ≥ 100% du niveau cible : taux de réussite de 100% - Progression proportionnelle et linéaire pour résultats intermédiaires <i>La moyenne arithmétique des trois taux de réussite en a), b) et c) ci-dessus représente la proportion des actions qui sera définitivement acquise.</i> Cette condition s'applique à l'intégralité des actions de performance attribuées aux dirigeants du Groupe et au-delà de la première tranche de 150 actions de tous autres bénéficiaires.

Par ailleurs, le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 26 février 2020 a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs de l'activité *Trading*, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRDIII et CRDIV, relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers, et avec l'arrêté du 13 décembre 2010.

L'attribution a concerné 96 personnes au sein de l'activité *Trading*, pour un nombre total de 279 497 Actions de Performance ENGIE. Les conditions générales fixées par le Conseil d'Administration sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 26/02/2020 au 14/03/2022 pour environ la moitié des titres Du 26/02/2020 au 14/03/2023 pour les titres restants
Condition de présence	Au 14/03/2022 pour environ la moitié des titres <i>(Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)</i> Au 14/03/2023 pour les titres restants
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2022 pour environ la moitié des titres Le 15/03/2023 pour les titres restants
Période de conservation	Pas de période de conservation
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2022 pour environ la moitié des titres À partir du 15/03/2023 pour les titres restants
Conditions de performance	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité <i>Trading</i> pour l'exercice 2021 pour environ la moitié des titres ▪ Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité <i>Trading</i> pour l'exercice 2022 pour les titres restants

(1) Chacune des sociétés composant le panel de référence reçoit une pondération identique, étant précisé que E.ON et Uniper, d'une part, et RWE et Innogy, d'autre part, sont comptabilisées comme une seule société (pour 50% chacune) pour les besoins de la pondération.

(2) Afin de lisser des effets éventuels de volatilité (aubaine ou perte), le TSR sera calculé en prenant les moyennes des TSR d'ENGIE et des sociétés du panel sur une durée de deux mois, soit décembre 2022-janvier 2023 par rapport à novembre-décembre 2019.

4.4.4 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social - Historique des plans en vigueur

4.4.4.1 Actions de Performance ENGIE attribuées par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du Groupe ENGIE durant l'exercice 2019 à chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE

Néant

4.4.4.2 Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2019

Néant

4.4.4.3 Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE

Au titre de l'année :	2014	2015		2016	
	Plan 2014	Plan 2015	Plan Traders 2015	Plan 2016	Plan Traders 2016
Date de l'AG d'autorisation	28/04/2014	28/04/2015	28/04/2015	03/05/2016	03/05/2016
Date du CA de décision	10/12/2014	16/12/2015	24/02/2016	14/12/2016	01/03/2017
Valeur de l'action en euros ⁽¹⁾	12,1	9,8	10,2	8,44	9,89
Début de la période d'acquisition ⁽²⁾	10/12/2014	16/12/2015	24/02/2016	14/12/2016	01/03/2017
Fin de la période acquisition	14/03/2018 ⁽³⁾	14/03/2019 ⁽⁵⁾	14/03/2018 ⁽⁷⁾ 14/03/2019 ⁽⁷⁾	14/03/2020 ⁽⁹⁾	14/03/2019 ⁽⁷⁾ 14/03/2020 ⁽⁷⁾
Début de la période de conservation	15/03/2018 ⁽³⁾	15/03/2019 ⁽⁵⁾	15/03/2020 ⁽⁷⁾ 15/03/2021 ⁽⁷⁾	néant ⁽¹⁰⁾	néant
Fin de la période de conservation	15/03/2020 ⁽³⁾	15/03/2021 ⁽⁵⁾	15/03/2020 ⁽⁷⁾ 15/03/2021 ⁽⁷⁾	néant ⁽¹¹⁾	néant
Conditions associées	⁽⁴⁾	⁽⁶⁾	⁽⁸⁾	⁽¹²⁾	⁽¹³⁾
Droits en acquisition au 31/12/2018	462 240	3 158 565	61 378	5 105 080	134 940
Actions acquises du 01/01/2019 au 31/12/2019	402 124	1 086 774	58 928	5 660	66 490
Droits annulés du 01/01/2019 au 31/12/2019	60 116	1 637 757	2 450	163 010	5 738
Solde des droits au 31/12/2019	-	434 034	-	4 936 410	62 712

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés).

(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition.

(3) Pour la France, la Belgique et l'Espagne, avec conservation du 15/03/2018 au 14/03/2020 inclus et cessibilité à partir du 15/03/2020 ; pour les autres pays, acquisition le 14/03/2019 sans période de conservation.

(4) Pour tous les bénéficiaires, une double condition : 50% sur RNRPG des exercices 2016 et 2017, et 50% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone). Double condition remplie 50%.

(5) Pour la France et la Belgique, avec conservation du 15/03/2019 au 14/03/2021 inclus et cessibilité à partir du 15/03/2021 ; pour les autres pays, acquisition le 14/03/2020 sans période de conservation.

(6) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une double condition pour tous : 50% sur RNRPG des exercices 2017 et 2018, et 50% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone).

(7) Pour la moitié des titres.

(8) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2017 pour 50% (condition intégralement remplie) et BAI ENGIE Global Markets 2018 pour 50% (condition intégralement remplie).

(9) Pour tous les bénéficiaires, à l'exception des principaux dirigeants en dehors de la France et de la Belgique pour qui la période d'acquisition se termine le 14/03/2021, sans période de conservation.

(10) Pour tous les bénéficiaires, à l'exception des principaux dirigeants en dehors de la France et de la Belgique pour qui la période d'acquisition se termine le 14/03/2021, sans période de conservation.

(11) Pour les principaux dirigeants en France et en Belgique une période de conservation du 15/03/2020 au 14/03/2021 inclus s'applique.

(12) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2018 et 2019, 1/3 sur le ROCE des exercices 2018 et 2019, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel composé d'EDF, E.ON, Enel, Naturgy (ex Gas Natural), Iberdrola et RWE.

(13) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2018 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2019 pour 50%.

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction

2017		2018		2019	
Plan 2017	Plan Traders 2017	Plan 2018	Plan Traders 2018	Plan 2019	Plan Traders 2019
12/05/2017	12/05/2017	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018
13/12/2017	07/03/2018	11/12/2018	27/02/2019	17/12/2019	26/02/2020
11,64	10,79	9,36	11,41	11,59	13,61
13/12/2017	01/03/2018	11/12/2018	27/02/2019	17/12/2019	26/02/2020
14/03/2021 ⁽¹⁴⁾	14/03/2020 ⁽⁷⁾ 14/03/2021 ⁽⁷⁾	14/03/2022 ⁽¹⁹⁾	14/03/2021 ⁽⁷⁾ 14/03/2022 ⁽⁷⁾	14/03/2023 ⁽²⁴⁾	14/03/2022 ⁽⁷⁾ 14/03/2023 ⁽⁷⁾
néant ⁽¹⁵⁾	néant	néant ⁽²⁰⁾	néant	néant ⁽²⁵⁾	néant
néant ⁽¹⁶⁾	néant	néant ⁽²¹⁾	néant	néant ⁽²⁶⁾	néant
⁽¹⁷⁾	⁽¹⁸⁾	⁽²²⁾	⁽²³⁾	⁽²⁷⁾	⁽²⁸⁾
5 138 215	133 185	5 022 660	187 674	néant	néant
425	néant	175	néant	néant	néant
110 855	8 144	119 190	11 181	néant	néant
5 026 935	125 041	4 903 295	176 493	5 157 215	néant

(14) 14/03/2022 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique.

(15) 15/03/2021 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.

(16) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.

(17) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2019 et 2020, 1/3 sur le ROCE des exercices 2019 et 2020, et 1/3% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel composé d'EDF, E.ON, Uniper, Innogy, Enel, Naturgy (ex-Gas Natural), Iberdrola et RWE, chacune des sociétés recevant une pondération identique, étant précisé que E.ON et Uniper, d'une part, et RWE et Innogy, d'autre part, sont comptabilisées comme une seule société (pour 50% chacune) pour les besoins de la pondération. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux principaux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.

(18) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2019 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2020 pour 50%.

(19) 14/03/2023 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique.

(20) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.

(21) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.

(22) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2020 et 2021, 1/3 sur le ROCE des exercices 2020 et 2021, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel composé d'EDF, EDP, ENEL, E.ON, Uniper, Innogy, RWE, Naturgy (Gas Natural), Iberdrola, Spie, chacune des sociétés recevant une pondération identique, étant précisé que E.ON, Uniper, RWE et Innogy sont comptabilisées pour 50% chacune pour les besoins de la pondération. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux principaux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.

(23) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2020 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2021 pour 50%.

(24) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants en France.

(25) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France.

(26) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants en France.

(27) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2021 et 2022, 1/3 sur le ROCE des exercices 2021 et 2022, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel composé d'EDF, EDP, ENEL, E.ON, Uniper, Innogy, RWE, Naturgy (ex Gas Natural), Iberdrola, Spie, chacune des sociétés recevant une pondération identique, étant précisé que E.ON, Uniper, RWE et Innogy sont comptabilisées pour 50% chacune pour les besoins de la pondération. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux principaux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.

(28) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2021 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2022 pour 50%.

4.4.4.4 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par Isabelle Kocher au 31 décembre 2019

Plan	ENGIE 13/02/2006	ENGIE 12/02/2007	ENGIE 16/07/2007 ⁽¹⁾	ENGIE 14/11/2007	ENGIE 01/06/2008 ⁽¹⁾	ENGIE 12/11/2008	ENGIE 08/07/2009 ⁽¹⁾
Conditions	ROCE 2007	ROCE 2008	ROCE 2008	EBITDA 2009	EBITDA 2009	EBITDA 2010	Néant
Date d'acquisition	15/03/2008 ⁽²⁾	15/03/2009 ⁽²⁾	16/07/2009 ⁽²⁾	15/03/2010 ⁽²⁾	01/06/2010 ⁽²⁾	15/03/2011 ⁽²⁾	08/07/2011
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	0	0	0	0
Actions acquises	1 428	2 124	15	1 493	10	786	20
Date de cessibilité	15/03/2010	15/03/2011	16/07/2011	15/03/2012	01/06/2012	15/03/2013	08/07/2013

(1) Plans mondiaux en faveur de l'ensemble des salariés.

(2) Sous réserve d'une double condition de performance et de présence.

Plan	ENGIE 10/11/2009	SUEZ 16/12/2010	ENGIE 22/06/2011 ⁽¹⁾	ENGIE 06/12/2011	ENGIE 05/12/2012	ENGIE 11/12/2013	ENGIE 10/12/2014
Conditions	EBITDA 2010	RNR 2010-2014 et évolution cours	Néant	TSR et RNRPG	TSR et RNRPG	TSR et RNRPG	TSR et RNRPG
Date d'acquisition	15/03/2012 ⁽²⁾	16/12/2014 ⁽²⁾	24/06/2013	néant	15/03/2016 ⁽³⁾	15/03/2017 ⁽³⁾	15/03/2018 ⁽³⁾
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	0	0	17 000	
Actions acquises	770	2 100	10	0	10 625	7 244 ⁽⁵⁾	17 500 ⁽⁴⁾
Date de cessibilité	15/03/2014	16/12/2016	24/06/2015	néant	15/03/2018	15/03/2019	15/03/2020

(1) Plans mondiaux en faveur de l'ensemble des salariés.

(2) 15 000 droits radiés le 14/03/2015, la double condition de performance n'ayant pas été remplie.

(3) Sous réserve d'une double condition de performance et de présence.

(4) Au titre de ses activités salariées de Directeur Général Adjoint, en charge des Finances, en 2014.

(5) Condition de performance remplie à 42,61%.

Il est précisé que les dirigeants mandataires sociaux se sont engagés formellement à ne pas avoir recours à des instruments de couverture des Actions de Performance.

4.4.5 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2019 par ENGIE et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des actions ENGIE, aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés

Nombre total d'actions attribuées	Valeur de l'action ⁽¹⁾ (en euros)	Société émettrice	Plan
510 000	11,03	ENGIE	17/12/2019

(1) Valeur moyenne pondérée, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

4.4.6 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2019

	Date de la transaction	Type de la transaction	Instrument financier	Quantité	Prix unitaire (en euros)	Prix de l'opération (en euros)
Jean-Pierre Clamadieu	1 ^{er} mars 2019	Acquisition	Actions	20 000	13,2578	265 156,00
Isabelle Kocher	15 mars 2019	Acquisition	Unités de performance ⁽¹⁾	20 374	⁽²⁾	⁽²⁾
Paulo Almirante	15 mars 2019	Acquisition	Actions ⁽⁵⁾	1 500	⁽⁵⁾	⁽⁵⁾
Pierre Chareyre	15 mars 2019	Acquisition	Actions ⁽³⁾	12 500	⁽⁴⁾	⁽⁴⁾
Shankar Krishnamoorthy	15 mars 2019	Acquisition	Actions ⁽⁵⁾	4 000	⁽⁵⁾	⁽⁵⁾
Judith Hartmann	15 mars 2019	Acquisition	Actions ⁽³⁾	17 500	⁽⁴⁾	⁽⁴⁾
Didier Holleaux	15 mars 2019	Acquisition	Actions ⁽³⁾	12 500	⁽⁴⁾	⁽⁴⁾
Yves Le Gélard	15 mars 2019	Acquisition	Actions ⁽³⁾	4 000	⁽⁴⁾	⁽⁴⁾
Pierre Mongin	15 mars 2019	Acquisition	Actions ⁽³⁾	8 500	⁽⁴⁾	⁽⁴⁾
Wilfrid Petrie	14 novembre 2019	Cession	Actions	904	14,3200	12 945,28
Wilfrid Petrie	4 décembre 2019	Cession	Actions	800	14,3250	11 460,00

(1) Acquisition d'unités de performance attribuées au titre de l'exercice 2015.

(2) Dès lors que les Unités de Performance sont exerçables leur valeur brute est corrélée au cours de bourse de l'action ENGIE. Au 15 mars 2019, le cours de bourse de l'action ENGIE s'élevait à 13,265 euros.

(3) Acquisition d'actions de performance attribuées au titre de l'exercice 2015.

(4) Dès lors que les actions Performance sont acquises, leur valeur brute est corrélée au cours de bourse de l'action ENGIE étant précisé qu'il convient d'appliquer une décote liée à l'incessibilité pendant 2 ans jusqu'au 15 mars 2021. Au 15 mars 2019, le cours de bourse de l'action ENGIE s'élevait à 13,265 euros.

(5) Acquisition d'actions de performance attribuées au titre de l'exercice 2014.

4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise

4.5.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales

Conformément aux nouvelles dispositions législatives et sur recommandation du Comité d'Audit, le Conseil d'Administration a adopté le 17 décembre 2019 une procédure permettant d'évaluer si les conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales par la Société remplissent bien ces conditions.

Un comité interne au sein du Secrétariat Général d'ENGIE, informé de tout projet de convention susceptible d'être qualifié de convention réglementée ou de convention courante, a pour mission d'analyser les caractéristiques de ladite convention et ainsi de la soumettre soit à la

procédure d'autorisation et de contrôle prévue pour les conventions réglementées, soit de la qualifier de procédure portant sur des opérations courantes conclues à des conditions normales.

Cette procédure prévoit également un suivi sous forme d'information annuelle sur sa mise en œuvre au Comité d'Audit et au Conseil d'Administration. Dans le respect de la réglementation, il est aussi rappelé que les personnes directement ou indirectement intéressées à l'une desdites conventions ne participent ni aux débats ni aux votes relatifs à leur évaluation.

4.5.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées

Le rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées visées aux articles L. 225-38 et suivants du Code de commerce au titre de l'exercice 2019 figure à la Section 4.7 du présent Chapitre.

Le détail des opérations avec les parties liées telles que visées par les normes adoptées conformément au Règlement européen (CE) 1606/2002, figure à la Note 25 des Comptes consolidés (Section 6.2).

4.5.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de contrat de service liant les membres des organes d'administration ou de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales, prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.5.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations

Les actionnaires de la Société ont consenti au Conseil d'Administration les délégations de compétence et autorisations en matière financière ci-après :

AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 17 MAI 2019

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
5 ^e	Autorisation d'opérer en bourse sur les actions de la Société	18 mois (jusqu'au 16 novembre 2020)	Prix maximum d'achat : 30 euros. Détention maximum : 10% du capital. Montant cumulé des acquisitions : ≤ 7,3 milliards d'euros	ENGIE détenait 0,91% de son capital au 31 décembre 2019	9,09% du capital
14 ^e	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Épargne du Groupe	26 mois (jusqu'au 16 juillet 2021)	2% du capital ⁽¹⁾⁽²⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
15 ^e	Augmentation de capital réservée à toute entité constituée dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du Groupe	18 mois (jusqu'au 16 novembre 2020)	0,5% du capital ⁽¹⁾⁽²⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation

(1) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 14^e et 15^e résolutions est fixé à 265 millions d'euros par la 23^e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 18 mai 2018

(2) Le montant nominal des émissions décidées au titre de la 15^e résolution s'impute sur le plafond de 2% du capital de la 14^e résolution

AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 18 MAI 2018

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
13 ^e	Émission, avec maintien du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires et/ou de toutes valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et/ou de filiales, et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	225 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances ⁽¹⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
14 ^e	Émission, avec suppression, par voie d'offre au public, du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires et/ou de toutes valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et/ou de filiales, et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	225 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances ⁽¹⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
15 ^e	Émission, avec suppression, dans le cadre d'un placement privé au profit d'investisseurs qualifiés ou au profit d'un cercle restreint d'investisseurs, du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires ou de valeurs mobilières diverses donnant accès au capital de la Société, dans le cadre d'une offre visée à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	225 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances ⁽¹⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
16 ^e	Augmentation du nombre de titres ou valeurs mobilières à émettre en cas d'émissions de titres réalisées en application des 13 ^e , 14 ^e et 15 ^e résolutions, dans la limite de 15% de l'émission initiale, avec ou sans droit préférentiel de souscription, par voie d'offre au public ou dans le cadre d'un placement privé (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	Maximum de 15% de l'émission initiale ⁽¹⁾⁽²⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
17 ^e	Émission d'actions ordinaires et/ou de valeurs mobilières diverses en rémunération des apports de titre consentis, dans la limite de 10% du capital social, en rémunération des apports (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	225 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances ⁽¹⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
24 ^e	Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfiques ou autres (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	Montant global des sommes pouvant être incorporées	Néant	Intégralité de l'autorisation
25 ^e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions autodétenues	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	10% du capital par période de 24 mois	Réduction par annulation de 6 036 166 actions autodétenues dans le cadre de Link 2018 au 2 août 2018	9,75% du capital

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
28 ^e	Autorisation de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur, d'une part, de l'ensemble des salariés et mandataires sociaux des sociétés du Groupe (à l'exception des mandataires sociaux de la Société) et, d'autre part, des salariés participant à un plan d'actionnariat salarié international du Groupe	38 mois (jusqu'au 17 juillet 2021)	0,75% du capital ⁽²⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
29 ^e	Autorisation de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur de certains salariés et mandataires sociaux des sociétés du Groupe (à l'exception des mandataires sociaux de la Société)	38 mois (jusqu'au 17 juillet 2021)	Détention maximum : 0,75% du capital ⁽³⁾	Attribution le 11 décembre 2018 de 5 022 660 Actions de Performance, le 27 février 2019 de 187 674 Actions de Performance (soit 0,21% du capital au 27 février 2019), le 17 décembre 2019 de 5 157 215 Actions de Performance et le 26 février 2020 de 279 497 Actions de Performance (soit 0,22% du capital au 26 février 2020)	0,31% du capital

- (1) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 18 mai 2018 pour les émissions décidées au titre des 13^e, 14^e, 15^e, 16^e et 17^e résolutions.
- (2) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 13^e, 14^e, 15^e, 16^e et 17^e résolutions est fixé à 265 millions d'euros par la 23^e résolution de l'AGM du 18 mai 2018.
- (3) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 18 mai 2018, pour les attributions décidées au titre des 28^e et 29^e résolutions.

4.5.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales

Convocation aux Assemblées (articles 20, 21 et 22 des statuts)

Les Assemblées Générales Ordinaires et Extraordinaires et, le cas échéant, les Assemblées spéciales sont convoquées, se réunissent et délibèrent dans les conditions prévues par la loi. L'ordre du jour des Assemblées est arrêté par l'auteur de la convocation ; toutefois, un ou plusieurs actionnaires peuvent, dans les conditions prévues par la loi, requérir l'inscription à l'ordre du jour de projets de résolutions.

L'Assemblée se réunit au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

Les Assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'Administration ou, en son absence, par le Vice-Président du Conseil d'Administration, le Directeur Général Délégué s'il est lui-même administrateur ou en l'absence de celui-ci, par un Administrateur spécialement délégué à cet effet par le Conseil. À défaut, l'Assemblée élit elle-même son Président.

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux membres de l'Assemblée présents et acceptant cette fonction disposant du plus grand nombre de voix. Le bureau désigne le Secrétaire, lequel peut être choisi en dehors des actionnaires.

Il est tenu une feuille de présence dans les conditions prévues par la loi. Les procès-verbaux des Assemblées sont établis et leurs copies sont délivrées et certifiées dans les conditions prévues par la loi.

Participation aux Assemblées (article 20 des statuts)

Tout actionnaire a le droit d'assister aux Assemblées à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles.

Le droit de participer aux Assemblées ou de s'y faire représenter est subordonné à l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire au deuxième jour ouvré précédant l'Assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Le Conseil d'Administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes pour l'accès à l'Assemblée Générale.

Si le Conseil d'Administration le décide au moment de la convocation de l'Assemblée, les actionnaires pourront participer à l'Assemblée par visioconférence ou par tous moyens de télécommunication ou télétransmission, y compris internet, permettant leur identification dans les conditions et suivant les modalités fixées par la réglementation en vigueur. Le cas échéant, cette décision est communiquée dans l'avis de réunion publié au Bulletin des annonces légales obligatoires (BALO).

Droit de vote (articles 10, 11, 12 et 20 des statuts)

Sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles. Depuis le 2 avril 2016, conformément à l'article L. 225-123 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double (voir Section 5.1.1.3 «Droits de vote»).

Les actions sont indivisibles à l'égard de la Société. Lorsque les actions sont l'objet d'un usufruit, les droits de vote attachés à ces actions appartiennent à l'usufruitier dans les Assemblées Générales Ordinaires et au nu-propriétaire dans les Assemblées Générales Extraordinaires.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à la condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions ou droits nécessaires.

Tout actionnaire peut se faire représenter dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements dans toutes les Assemblées. Les propriétaires de titres mentionnés au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues par la loi, par un intermédiaire inscrit. Tout actionnaire peut voter par correspondance dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements. Les actionnaires peuvent, dans les conditions fixées par les lois et règlements, adresser leur formule de procuration et de vote par correspondance, soit sous forme papier, soit, sur décision du Conseil d'Administration publiée dans l'avis de réunion et l'avis de convocation, par télétransmission.

Dividendes (article 26.2 des statuts)

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice, bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10% du dividende versé aux autres actions. Cette majoration est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social.

Action spécifique (article 6 des statuts)

Conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015, le capital social comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie (voir Section 5.2.4 «Action spécifique»).

Modification des droits attachés aux actions

Sauf dans les cas où la loi en dispose autrement, les droits attachés aux actions de la Société ne peuvent être modifiés que par l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires, sous réserve des dispositions particulières afférentes à l'action spécifique de l'État prévues à l'article 6 des statuts (se référer également à la Section 5.2.4 «Action spécifique»).

Conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, qui définissent les droits attachés aux actions ENGIE, toute modification des statuts doit être approuvée à la majorité des deux tiers lors de l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires. Toute augmentation des engagements des actionnaires doit être décidée à l'unanimité des actionnaires.

4

4.5.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE

Conformément à l'article L. 225-37-5 du Code de commerce, les éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange sont précisés aux Sections 3.4.4 «Épargne salariale et actionariat salarié», 4.1 «Organes d'administration», 4.1.2 «Fonctionnement du Conseil d'Administration», 4.4 «Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction»,

4.5.4 «Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations», 4.5.5 «Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales», 5.2.2 «Répartition du capital», 5.2.3 «Franchissement de seuils légaux», 5.2.4 «Action spécifique» et 7.1 «Informations générales concernant ENGIE et ses statuts».

4.5.7 Mandats des Commissaires aux comptes

Commissaires aux comptes titulaires

Deloitte & Associés

Société représentée par MM. Patrick Suissa et Olivier Broissand.

6 place de la Pyramide, 92908 Paris-La Défense Cedex

Deloitte & Associés, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 16 juillet 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 28 avril 2014 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2020 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Ernst & Young et Autres

Société représentée par MM. Charles-Emmanuel Chosson et Stéphane Pédron.

1/2 place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris La Défense 1

Ernst & Young et Autres, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 19 mai 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 28 avril 2014 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2020 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du 14 mai 2020, de renouveler les mandats de Commissaires aux comptes titulaires Ernst & Young et Autres et Deloitte & Associés pour une durée de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée à statuer en 2026 sur les comptes de l'exercice clos du 31 décembre 2025.

Commissaires aux comptes suppléants

AUDITEX (suppléant de Ernst & Young et Autres)

1/2 place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris-La Défense 1

Auditex, Commissaire aux comptes suppléant de la Société depuis le 19 mai 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 28 avril 2014 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2020, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Conformément à la possibilité laissée par l'article L.823-1 du Code de commerce, il n'est pas proposé de renouveler les mandats de Commissaires aux comptes suppléants arrivant à expiration à l'issue de l'Assemblée Générale du 14 mai 2020.

BEAS (suppléant de Deloitte & Associés)

6 place de la Pyramide, 92908 Paris-La Défense Cedex

BEAS, Commissaire aux comptes suppléant de la Société depuis le 16 juillet 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 28 avril 2014 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2020, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

4.6 Code de gouvernement d'entreprise

ENGIE poursuit son attachement à l'application des règles en matière de gouvernement d'entreprise, en se référant au Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées de l'Afep-Medef, actualisé en janvier 2020.

Le tableau ci-dessous présente les explications de la Société sur les recommandations du Code Afep-Medef qui ne sont pas appliquées.

Article du Code Afep-Medef

Explications

Article 22

(cessation du contrat de travail en cas de mandat social)

Pour assurer la transition, le Conseil d'Administration du 24 février 2020 a nommé avec effet immédiat Claire Waysand, Secrétaire Générale, en qualité de Directrice Générale par intérim, dans le contexte d'une direction collégiale avec Paulo Almirante, Directeur Général Adjoint et Directeur Général des Opérations et Judith Hartmann, Directrice Générale Adjointe et Directrice Financière. Le Conseil a confié à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, la mission d'apporter son appui à la direction générale de transition pour assurer le bon déroulement de cette phase.

Le Conseil d'Administration a par ailleurs mandaté Jean-Pierre Clamadieu, avec l'appui du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, présidé par Mme Françoise Malrieu, pour rechercher le prochain dirigeant du Groupe.

Dans ces circonstances particulières et compte tenu du caractère transitoire de cette situation, Claire Waysand conservera le bénéfice de son contrat de travail avec la société ENGIE Management Company correspondant à ses fonctions de Secrétaire Générale du groupe ENGIE qu'elle continue à assumer par ailleurs.

Article 22

(cessation du contrat de travail en cas de mandat social)

Le contrat de travail d'Isabelle Kocher est suspendu depuis le 1^{er} janvier 2015. Le Code Afep-Medef indique qu'il est recommandé, lorsqu'un salarié devient dirigeant mandataire social, de mettre fin au contrat de travail qui le lie à la Société. Après avoir nommé Isabelle Kocher Directrice Générale lors de sa séance du 3 mai 2016, le Conseil d'Administration a estimé qu'il convenait de maintenir suspendu son contrat de travail. Le Conseil a décidé que les droits acquis par Isabelle Kocher au titre des régimes collectifs de retraite supplémentaire des cadres dirigeants jusqu'au 31 décembre 2014, soit pour la période préalable à la suspension de son contrat de travail, resteraient gelés et préservés, ce qui impliquait de maintenir son contrat de travail suspendu. En effet, la politique de promotion interne d'ENGIE permet de confier des postes de mandataires sociaux à des cadres dirigeants expérimentés ayant une profonde connaissance de l'industrie et des marchés dans lesquels ENGIE intervient, ayant pleinement réussi les différentes étapes de leur carrière au sein du Groupe et pour qui la perte de droits liés à leur contrat de travail et à leur ancienneté constituerait un frein et serait contre-productive.

4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019

A l'Assemblée générale de la société ENGIE,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article

R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'Assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

A. Conventions soumises à l'approbation de l'Assemblée générale

A.1. Conventions autorisées et conclues au cours de l'exercice écoulé

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention autorisée et conclue au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'Assemblée générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

A.2. Conventions autorisées et conclues depuis la clôture

Nous avons été avisés de la convention suivante, autorisée et conclue depuis la clôture de l'exercice écoulé, qui a fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

Avec Mme Isabelle Kocher, Administrateur et Directeur général d'ENGIE jusqu'au 24 février 2020

Nature, objet, modalités et motifs : Protocole d'accord transactionnel entre ENGIE et Mme Isabelle Kocher dans le contexte de son départ et fin de mandat en tant qu'Administrateur et Directeur Général

Le protocole d'accord transactionnel ayant pour objet de régler à l'amiable les modalités de cessation des fonctions de Directeur Général entre votre société et Mme Isabelle Kocher a été autorisé par le Conseil d'administration du 24 février 2020 et a été signé le même jour. Les engagements financiers pris par votre société dans le cadre du

protocole sont conditionnés à votre approbation par l'Assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice 2019.

Aux termes de ce protocole d'accord transactionnel, votre société s'est engagée à :

- verser 1.231.320 euros bruts au titre d'indemnité de non-concurrence, d'une durée de dix-huit mois ;
- verser 672.736 euros bruts à titre d'indemnité transactionnelle ;
- mettre à disposition de Mme Isabelle Kocher des moyens matériels pendant une durée d'un maximum de dix-huit mois prenant fin dès qu'elle aura retrouvé une occupation professionnelle à temps plein.

Votre Conseil a motivé cette convention de la façon suivante : « la conclusion du protocole d'accord permet à ENGIE de préserver ses intérêts dans le contexte de départ de son ancien dirigeant, dont le contrat de travail était suspendu, en prévoyant une renonciation à tout recours de ce dernier qui serait fondé sur l'exécution et/ou la cessation de ses fonctions au sein du Groupe et en mettant à sa charge une obligation de non-concurrence d'une durée de dix-huit (18) mois ».

Il est par ailleurs précisé que Mme Isabelle Kocher, qui a rejoint le Groupe ENGIE en 2002, percevra également un montant total de 1.399.204 euros bruts au titre des indemnités, légales et/ou conventionnelles auxquelles lui donne droit la rupture de son contrat de travail, qui sera réalisée dans le cadre d'une rupture conventionnelle après la mise en œuvre de la procédure afférente.

B. Conventions déjà approuvées par l'Assemblée générale

B.1. Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'Assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Avec M. Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'administration de votre société

a) *Nature, objet et modalités : Couverture de prévoyance de M. Jean-Pierre Clamadieu*

Le Conseil d'administration du 19 juin 2018 a décidé d'accorder au Président du Conseil un contrat de couverture de prévoyance équivalente à celle de tous les cadres dirigeants d'ENGIE en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par votre société. Ce contrat assure une garantie décès et une garantie arrêt de travail.

b) Nature, objet et modalités : Couverture de frais de santé de M. Jean-Pierre Clamadieu

Le Conseil d'administration du 11 décembre 2018 a décidé d'accorder un contrat de couverture de frais de santé équivalente à celle de tous les cadres dirigeants d'ENGIE en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par votre société. Ce contrat assure les postes standards de garanties en matière de remboursement de frais de santé pour l'assuré et ses bénéficiaires, à compter du 1^{er} mars 2019.

Avec Mme Isabelle Kocher, Administrateur et Directeur général de votre société jusqu'au 24 février 2020

Nature, objet et modalités : Régimes collectifs de prévoyance et frais de santé

Le Conseil d'administration du 3 mai 2016 a décidé de maintenir à Mme Isabelle Kocher le bénéfice du même système que lorsqu'elle était Directeur général délégué en charge des Opérations à savoir les régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé des cadres dirigeants dont elle bénéficiait avant que son contrat de travail ne soit suspendu.

Avec la société Suez Environnement Company, désormais dénommée SUEZ

Personne concernée

Mme Isabelle Kocher, Administrateur et Directeur général de votre société jusqu'au 24 février 2020 et Administrateur de SUEZ.

Nature, objet et modalités : Accord relatif à la résolution des litiges argentins

Dans le cadre de l'opération d'apport-distribution du Pôle Environnement de SUEZ (devenu ENGIE), votre société et SUEZ (anciennement Suez Environnement Company) avaient conclu un accord d'une durée de vingt ans portant sur le transfert économique, au profit de SUEZ, des droits et obligations liés aux participations détenues par SUEZ (devenue ENGIE) dans les sociétés argentines Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fé, s'y rapportant ou en découlant (les « Droits Argentins »).

Cette convention, qui s'est poursuivie au cours de l'exercice, avait été expressément autorisée par le Conseil d'administration de SUEZ dans sa séance du 4 juin 2008 et signée le 5 juin 2008.

En 2019, SUEZ a facturé 10 709 362,50 euros à votre société au titre de cet accord.

B.2. Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs sans exécution au cours de l'exercice écoulé

Par ailleurs, nous avons été informés de la poursuite des conventions suivantes, déjà approuvées par l'Assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, qui n'ont pas donné lieu à exécution au cours de l'exercice écoulé.

Avec des sociétés du Groupe ENGIE, membres du G.I.E. ENGIE Alliance

Personne concernée

Mme Isabelle Kocher, Administrateur et Directeur général de votre société jusqu'au 24 février 2020 et Présidente du Conseil d'administration d'ELECTRABEL jusqu'au 3 octobre 2019

Nature, objet et modalités : Adhésion au G.I.E. ENGIE Alliance

Le Conseil d'administration de SUEZ, qui a fusionné avec Gaz de France pour former ENGIE a, dans sa séance du 4 juillet 2001, autorisé la création d'un véhicule de financement ad hoc, le G.I.E. ENGIE Alliance, et a décidé l'octroi par SUEZ d'une garantie au profit des autres membres du G.I.E, filiales de SUEZ.

Ainsi, en sa qualité de société tête du Groupe, votre société est le garant ultime à l'égard des autres membres, dont ELECTRABEL, pour toute dette que l'un de ceux-ci aurait à payer et qui dépasserait sa quote-part.

Cette convention n'a pas eu d'effet au titre de l'exercice 2019.

Paris-La Défense, le 10 mars 2020

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Olivier Broissand Patrick E. Suissa

ERNST & YOUNG et Autres

Charles-Emmanuel Chosson Stéphane Pédron

5

Informations sur le capital et l'actionnariat

5.1	Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital	180	5.2	Actionnariat	191
5.1.1	Capital social et droits de vote	180	5.2.1	Cotation boursière	191
5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	180	5.2.2	Répartition du capital	191
5.1.3	Évolutions du capital au cours des cinq derniers exercices	181	5.2.3	Franchissement de seuils légaux	192
5.1.4	Rachat d'actions	181	5.2.4	Action spécifique	192
5.1.5	Titres non représentatifs du capital	182	5.2.5	Politique de distribution des dividendes	193
			5.3	Calendrier des communications financières	193

5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital

5.1.1 Capital social et droits de vote

5.1.1.1 Capital social

Les actions ENGIE sont cotées en bourse sur le compartiment A d'Euronext Paris et Euronext Bruxelles sous le code ISIN FR0010208488 et le code mnémonique ENGI. L'action ENGIE fait partie de l'indice CAC 40, principal indice publié par Euronext Paris et est éligible au Service du Règlement Différé (SRD). ENGIE est également présent dans les indices suivants : BEL 20 (jusqu'au 18 mars 2019),

Euro STOXX 50, STOXX Europe 600, Euro STOXX, STOXX Europe 600 Utilities, MSCI Euro, SBF 120, MSCI Pan Euro, Euro STOXX Utilities.

Au 31 décembre 2019, le capital social d'ENGIE s'établit à 2 435 285 011 euros, divisé en 2 435 285 011 actions entièrement libérées de 1 euro de nominal chacune.

5.1.1.2 Nantissement, garanties et sûretés

Nantissement des actifs

Le pourcentage des actions nanties est non significatif.

Autres nantissements

En millions d'euros	Valeur totale	2020	2021	2022	2023	2024	De 2025 à 2029	> 2029	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	137	133	-	-	-	-	-	5	7 038	1,9%
Immobilisations corporelles	2 261	26	660	15	13	11	10	1 525	51 950	4,4%
Titres de participation	4 183	99	17	-	2	314	483	3 267	10 580	39,5%
Comptes bancaires	194	137	26	2	0	10	16	2	10 519	1,8%
Autres actifs	288	-	40	-	9	167	-	71	36 815	0,8%
TOTAL	7 063	395	744	17	24	503	509	4 870	116 902	6,0%

Remarque : le total du nantissement sur titres peut porter sur des titres consolidés dont la valeur est nulle dans le bilan consolidé (élimination de ces titres par la consolidation).

5.1.1.3 Droits de vote

Chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles.

Toutefois, conformément à l'article L. 225-123 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double.

Au 31 décembre 2019, la Société comptait 2 435 285 011 actions correspondant à 3 141 028 716 droits de vote théoriques.

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie tel que modifié par la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Par ailleurs, conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique (pour plus d'information se référer à la Section 5.2.4 «Action spécifique»).

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital

Au 31 décembre 2019, il n'existe aucune option, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital d'ENGIE.

5.1.3 Évolutions du capital au cours des cinq derniers exercices

Date	Événement	Nominal (en euros)	Prime (en euros)	Capital (en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale par action (en euro)
02/08/2018	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 4 813 039 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe (Link 2018)	4 813 039	47 745 346,88	2 440 098 050	2 440 098 050	1,00
02/08/2018	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 1 223 127 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée à toute entité ayant pour objet exclusif de souscrire, détenir et céder des actions ENGIE dans le cadre du plan d'actionariat salarié international (Link 2018)	1 223 127	12 133 419,84	2 441 321 177	2 441 321 177	1,00
02/08/2018	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 6 036 166 actions autodétenues	6 036 166	-	2 435 285 011	2 435 285 011	1,00

5.1.4 Rachat d'actions

5.1.4.1 Actions propres

L'Assemblée Générale Mixte du 17 mai 2019, dans sa 5^e résolution, a autorisé la Société à opérer sur ses propres actions en vue de la gestion de ses fonds propres dans les conditions fixées par les conditions légales et réglementaires applicables.

Conditions d'achat :

- prix d'achat maximum unitaire autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition) ;
- nombre maximum d'actions pouvant être achetées pendant la durée du programme : 10% du capital social ;
- montant maximum cumulé des acquisitions, net de frais : 7,3 milliards d'euros.

Un contrat de liquidité d'un an, renouvelable par tacite reconduction, d'un montant initial de 55 millions d'euros a été conclu le 2 mai 2006 sur Euronext Paris avec Rothschild et Cie Banque. Le montant de ce contrat a été porté à 150 millions d'euros le 22 juillet 2008.

Ce contrat a notamment pour objet de réduire la volatilité de l'action ENGIE et donc le risque perçu par les investisseurs. Il est conforme à la Charte de déontologie établie par l'Association française des entreprises d'investissement. Ce contrat a poursuivi ses effets en 2019.

Un nouveau contrat a été signé le 24 janvier 2019, pour se mettre en conformité avec la décision du 2 juillet 2018 de l'AMF fixant le montant maximum du contrat à 50 millions d'euros, à compter du 1^{er} janvier 2019.

Entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2019, la Société a acquis 12 455 417 actions pour une valeur globale de 172,3 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,83 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 12 455 417 actions dans le cadre

du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 172,6 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,86 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2019, ENGIE n'a pas acquis d'actions en couverture du plan d'actionariat salarié.

Entre le 1^{er} janvier et le 29 février 2020, ENGIE a acquis 1 921 434 actions pour une valeur globale de 29,7 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,46 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 1 921 434 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 29,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,51 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 29 février 2020, ENGIE n'a pas acquis d'actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

Au 29 février 2020, la Société détenait 0,91% de son capital, soit 22 072 394 actions, toutes en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

5.1.4.2 Descriptif du programme de rachat d'actions propres soumis à l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020

Le présent descriptif du programme a pour objet, en application des articles 241-1 à 241-7 du Règlement général de l'AMF, de décrire les objectifs et les modalités du programme de rachat par ENGIE de ses propres actions qui sera soumis à l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires convoquée le 14 mai 2020.

A. Principales caractéristiques du programme

Les principales caractéristiques potentielles de ce programme sont précisées ci-après :

- titres concernés : actions cotées sur l'Eurolist – SRD à la bourse de Paris, ou Eurolist à la bourse de Bruxelles ;
- pourcentage de rachat maximum autorisé par l'Assemblée Générale : 10% du capital social ;
- prix d'achat unitaire maximum autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition).

B. Objectifs du programme de rachat

Les objectifs poursuivis par ENGIE dans le cadre de ce programme de rachat d'actions sont présentés ci-après :

- l'animation du cours par un prestataire de services d'investissements dans le cadre de contrats de liquidité ;
- l'annulation ultérieure des actions rachetées dans le cadre d'une réduction de capital qui serait décidée ou autorisée par l'Assemblée Générale Extraordinaire ;
- leur attribution ou leur cession à des salariés ou anciens salariés ou à des mandataires sociaux ou anciens mandataires sociaux du Groupe ;
- la mise en œuvre de plans d'options d'actions, d'attribution gratuite d'actions existantes ou de plans d'actionariat salarié mis en place dans le cadre de plans d'épargne salariale ;
- de les attribuer ou de les céder à toutes entités permettant la mise en œuvre d'un plan d'actionariat salarié international ;
- leur conservation et leur remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opération de croissance externe, dans la limite de 5% du capital social ;
- la couverture de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution d'actions de la Société par remise d'actions à l'occasion de l'exercice

de droits attachés à des valeurs mobilières donnant droit par remboursement, conversion, échanges, présentation d'un bon ou de toute autre manière à l'attribution d'actions de la Société ;

- la mise en œuvre de toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché.

C. Modalités

Part maximale du capital pouvant être acquise et montant maximal payable par ENGIE

La part maximale du capital acquise par ENGIE ne pourra dépasser 10% du capital de la Société estimé à la date de l'Assemblée Générale, soit 243,5 millions d'actions environ, pour un montant maximal théorique de 7,3 milliards d'euros. ENGIE se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

ENGIE détenait directement, au 29 février 2020, 22 153 694 actions, soit 0,91% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 221 millions d'actions, représentant 9,09 % du capital, soit un montant maximum de 6,6 milliards d'euros.

Durée du programme de rachat

Le programme de rachat pourra être réalisé pour une durée de 18 mois à compter de la date de la tenue de l'Assemblée Générale, soit jusqu'au 13 novembre 2021.

5.1.4.3 Valeur comptable et valeur nominale

La valeur comptable et la valeur nominale des actions détenues par ENGIE elle-même ou en son nom, ou par ses filiales sont indiquées respectivement à la Note 7 de la Section 6.4 Comptes sociaux et à la Section précédente 5.1.3. «Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices».

5.1.5 Titres non représentatifs du capital

5.1.5.1 Titres super-subordonnés

Le 28 janvier 2019 ENGIE a émis un nouvel emprunt d'1 milliard d'euros sous forme de titres super-subordonnés à durée indéterminée. Au même moment, ENGIE a également lancé une offre publique de rachat sur l'obligation hybride d'1 milliard d'euros, coupon 3%, émise en juin 2014, dont elle a pu ainsi acquérir 84% des titres en circulation. Dans la foulée de cette offre, le solde des titres encore en circulation (16%) a été racheté de plein droit, via une opération de *squeeze out*. Tous les titres rachetés ont été annulés. Au terme de ces opérations, l'entière de l'émission de juin 2014 a donc été refinancée par la nouvelle émission de janvier 2019.

Le 8 juillet 2019 une deuxième émission hybride de 500 millions d'euros a été placée pour refinancer partiellement l'obligation hybride de 750 millions d'euros, coupon 4,75%, émise en juillet 2013. L'encours de cette dernière a été ramené à 413 millions d'euros, après annulation des titres rachetés par ENGIE (337 millions d'euros) dans le cadre d'une offre publique de rachat lancée concomitamment à l'émission de 500 millions d'euros.

Suite à ces opérations, l'encours des titres super-subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe s'établit au 31 décembre 2019 comme suit :

Émetteur	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Première option de remboursement	Montant en cours	Place de cotation	Code ISIN
						(en millions d'euros)		
ENGIE	EUR	4,750%	10/07/2013	Perpétuelle	10/07/2021	413	Paris	FR0011531730
ENGIE	EUR	3,875%	02/06/2014	Perpétuelle	02/06/2024	1000	Paris	FR0011942283
ENGIE	EUR	1,375%	16/01/2018	Perpétuelle	16/04/2023	1000	Paris	FR0013310505
ENGIE	EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle	28/02/2025	1000	Paris	FR0013398229
ENGIE	EUR	1,625%	08/07/2019	Perpétuelle	08/07/2025	500	Paris	FR0013431244

L'ensemble de ces titres bénéficient d'un rating Baa2 par Moody's, BBB par Standard & Poor's et BBB+ par Fitch.

Conformément aux dispositions d'IAS 32, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe (voir Section 6.2 «Comptes consolidés» Note 18.2.1).

5.1.5.2 Programme Euro Medium Term Note (EMTN)

ENGIE dispose d'un programme d'Euro Medium Term Note (EMTN) de 25 milliards d'euros. Ce programme a été actualisé le 23 décembre 2019 et a reçu le visa n° 19-590 de l'AMF.

5.1.5.3 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2019 émises par la Société sont détaillées en Note 11 de la Section 6.4 «notes aux Comptes sociaux».

5.1.5.4 Obligations vertes

5.1.5.4.1 Description de l'obligation

Pour accompagner son plan de développement dans les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, la préservation des ressources naturelles, la mobilité propre et la R&D dans ces domaines, ENGIE a procédé en 2019 à l'émission de quatre obligations vertes (*Green Bond*) pour un montant de 3,4 milliards d'euros.

Suite à ces opérations, l'encours des obligations vertes émises par le Groupe s'établit au 31 décembre 2019 comme suit :

Émetteur	Type	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Echéance	Montant en cours (en millions d'euros)	Place de cotation	Code ISIN	Détails des allocations
ENGIE	Senior	EUR	1,375%	19/05/2014	19/05/2020	1200	Paris	FR0011911239	Document de Référence 2014, 2015 et 2016
		EUR	2,375%	19/05/2014	19/05/2026	1300	Paris	FR0011911247	
ENGIE	Senior	EUR	0,875%	27/03/2017	27/03/2024	700	Paris	FR0013245859	Document de Référence 2017
		EUR	1,500%	27/03/2017	27/03/2028	800	Paris	FR0013245867	
ENGIE	Senior	EUR	0,375%	28/09/2017	28/02/2023	500	Paris	FR0013284247	Document de Référence 2018
		EUR	1,375%	28/09/2017	28/02/2029	750	Paris	FR0013284254	
ENGIE	Hybrid	EUR	1,375%	16/01/2018	Perpetuel (date du 1 ^{er} appel) 16/04/2023)	1000	Paris	FR0013310505	Document de Référence 2018 et Document d'Enregistrement Universel 2019
ENGIE	Hybrid	EUR	3,250%	28/01/2019	Perpetuel (date du 1 ^{er} appel 28/02/2025)	1000	Paris	FR0013398229	Document d'Enregistrement Universel 2019
ENGIE	Senior	EUR	0,375%	21/06/2019	21/06/2027	750	Paris	FR0013428489	
		EUR	1,375%	21/06/2019	21/06/2039	750	Paris	FR0013428513	
ENGIE	Senior	EUR	0,500%	24/10/2019	24/10/2030	900	Paris	FR0013455813	

Le total émis par ENGIE en *Green Bond* atteint 9,65 milliards d'euros fin 2019. ENGIE confirme ainsi son *leadership* et son engagement à jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique tout en accompagnant le développement de la finance verte.

Les *Green Bonds* répondent aux dispositions d'un cadre de référence (*Green Bond Framework*) qu'ENGIE a défini pour ses émissions vertes et qui est disponible sur son site internet. Les principes sont rappelés ci-après :

- les fonds levés sont alloués à des projets satisfaisant des critères environnementaux, sociaux et sociétaux (ci-après dénommés «Projets Éligibles»), tels que définis dans la clause d'utilisation des fonds (*use of proceeds*) reprise dans les conditions finales de l'émission *Green Bond* ;
- tant que les fonds levés ne sont pas intégralement alloués à des Projets Éligibles (et ultérieurement en cas de modification substantielle

des allocations), ENGIE s'est engagé à communiquer, dans son Document d'Enregistrement Universel, sur les allocations de fonds réalisées lors de la période concernée.

Dans le cadre de son *Green Bond Framework*, ENGIE s'est engagé à remplir les conditions suivantes :

- les Projets Éligibles doivent respecter les critères d'éligibilité déterminés par ENGIE et validés par Vigeo Eiris. En outre, pour être éligibles, ils ne peuvent avoir été développés avant l'année qui précède l'année d'émission. Les montants alloués sont calculés après déduction d'éventuels financements dédiés aux projets concernés ;
- au 31 décembre de chaque année, le Groupe dispose en trésorerie (et équivalents de trésorerie) d'un montant au moins égal aux fonds levés par le(s) *Green Bond(s)*, déduction faite des montants alloués à des financements de Projets Éligibles à cette date.



ENGIE ambitionne d'allouer complètement chaque *Green Bond* dans un délai de 2 ans à compter de la date d'émission (3 ans si l'obligation a une durée de 10 ans ou plus). Lorsque pour un exercice considéré plusieurs *Green Bonds* ne sont pas alloués à des Projets Éligibles, l'allocation de l'exercice sera effectuée par ordre d'ancienneté, c'est-à-dire par priorité aux obligations émises en premier. Dans le cas d'obligations émises à la même date, la tranche la plus courte sera allouée en priorité.

Conformément à ses engagements, ENGIE a demandé à l'un de ses Commissaires aux comptes, Deloitte & Associés, de produire une attestation portant sur le respect des critères d'éligibilité des projets retenus et sur l'affectation des montants auxdits projets.

ENGIE suit les quatre principes établis par l'International Capital Market Association (*Green Bond Principles*) concernant : (i) l'utilisation des fonds levés, (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles, (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting.

5.1.5.4.2 Projets et critères d'éligibilité RSE

Les catégories de projets couverts par les *Green Bonds* sont décrites ci-après.

Catégorie de projets	Description
Énergie Renouvelable	Cette catégorie de projets comprend le financement ou les investissements dans la conception, la construction et l'installation d'unités de production ou de transport d'énergie renouvelable. Il couvre l'énergie produite à partir de sources renouvelables non fossiles. Il comprend l'hydroélectricité, la géothermie, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le biogaz, la biomasse et toute autre source d'énergie renouvelable.
Efficacité Énergétique	Cette catégorie de projets comprend le financement ou les investissements dans des projets qui contribuent à une réduction de la consommation d'énergie par unité de production, tels que, par exemple, les réseaux de chaleur et de froid, l'optimisation des bâtiments ou l'efficacité des installations, les systèmes de gestion de l'énergie (<i>Smart Grids</i> , <i>Smart Metering</i>).
Protection des ressources	Cette catégorie de projets comprend le financement ou les investissements dans des projets contribuant à la réduction de la consommation de ressources naturelles, par exemple la gestion de l'eau et/ou des déchets.
Mobilité Propre	Cette catégorie de projets comprend le financement ou les investissements dans des projets contribuant à la réduction d'émissions de CO ₂ , de gaz ou particules nocifs à la santé et/ou à l'environnement, ou d'énergie, exprimé par passager et kilomètre.
Autres projets conformes aux catégories reprises par les <i>Green Bond Principles</i>	Cette catégorie de projets comprend le financement ou les investissements dans des catégories de projets reprises dans les <i>Green Bond Principles</i> ; les critères d'éligibilité environnementaux et sociétaux applicables à ces projets en vue de leur éligibilité seront définis par ENGIE et examinés par Vigeo Eiris.

Les critères d'éligibilité repris dans le *Green Bond Framework* disponible sur le site internet d'ENGIE, sont décrits ci-après. Ces critères d'éligibilité ont été établis en collaboration avec Vigeo Eiris et les projets retenus ont été sélectionnés à l'aune de ces critères.

Critères

Lutte contre le changement climatique et/ou contribution à la préservation des ressources naturelles	Le projet n'est pas lié à la production d'énergie par des combustibles fossiles ou nucléaires et contribue à la diminution des émissions de gaz à effet de serre (GES) et/ou à la réduction des consommations de ressources naturelles ou des déchets.
Management environnemental ⁽¹⁾	Le projet dispose d'une analyse d'impact sur l'environnement et, si nécessaire, des mesures correctives à ces impacts, pour les phases de construction et d'exploitation.
Biodiversité et ressources naturelles ⁽²⁾	Le projet, situé à proximité de zones ou d'espaces naturels protégés, dispose d'une analyse d'impact sur la biodiversité, les ressources naturelles et, si nécessaire, des mesures correctives à ces impacts, aussi bien en phase de construction que d'exploitation.
Dialogue avec les Parties Prenantes et implication des communautés ⁽³⁾	Le projet met en œuvre des actions de consultation, de dialogue ou de concertation auprès des parties prenantes locales, qui comprennent des plans d'actions dont la réalisation éventuelle d'études d'impact social, ou a minima, des enquêtes de satisfaction pour des projets à faible impact.
Promotion de l'éthique des affaires	Le projet ou l'acquisition a formé ses cadres dirigeants à l'éthique des affaires (responsabilités, règles de la concurrence et mesures anti-corruption). Le projet ou l'acquisition promeut des pratiques éthiques auprès de ses principaux fournisseurs et sous-traitants via une clause éthique dans ses contrats. En cas d'acquisition minoritaire, ENGIE s'engage à remettre la Charte éthique et le Guide pratique de l'Éthique du Groupe à ses partenaires.
Achats responsables	Le projet ou l'acquisition assure une traçabilité de ses processus d'achat, sur la base de procédures d'appel d'offres (si un appel d'offres est requis) et prend en compte des critères RSE dans la qualification des principaux fournisseurs du projet.

Critères

Droits humains et droits du travail	Le projet ou l'acquisition a mis en place des dispositifs pour vérifier le respect des standards internationaux des droits humains et des droits du travail, en particulier la Déclaration Universelle des Droits de l'Homme, ses engagements associés et les Conventions de l'Organisation Internationale du Travail.
Santé et sécurité ⁽³⁾	<p>Les éléments liés à la Santé/Sécurité ainsi que ceux liés à la Sécurité Industrielle sont pris en considération dans toutes les phases du cycle de vie du projet.</p> <p>Le projet dispose des ressources en Santé/Sécurité nécessaires durant les phases du cycle de vie du projet (p.e. phase de construction, etc.).</p>

(1) *Applicable seulement aux projets d'énergies renouvelables et aux projets de protection des ressources naturelles.*

(2) *Applicable seulement aux projets d'énergies renouvelables et aux projets de protection des ressources naturelles sur des sites situés à proximité de zones ou d'espaces naturels protégés.*

(3) *Non applicable pour une acquisition.*

En 2017, le comité *Green Bond* a été mis en place. Celui-ci se réunit régulièrement pour examiner les développements du marché et les Projets Éligibles. Il est coanimé par la Direction de la RSE et la Direction Financière, et réunit la Direction des Achats, la Direction *Global Care* et les principales BU concernées.

5.1.5.4.3 Projets Éligibles

Les principaux Projets Éligibles qui ont été financés par le produit des émissions *Green Bond* de janvier 2018 (ISIN : FR0013310505) et de janvier 2019 (ISIN : FR0013398229) et qui répondent aux conditions susmentionnées, sont listés dans les tableaux qui suivent.

Green Bond de 1 milliard d'euros émis en janvier 2018

Type de projet	Technologie	Région	Nom des projets	Pays	CAPEX (en millions d'euros)		
Renouvelable	Eolien	Europe	Seagull 1 and 2 ⁽¹⁾ , ICO Windpark	Belgique	224		
			Windfloat	Portugal			
			Goya ⁽¹⁾ , Phoenix	Espagne			
		Amérique du Nord	East Forks ⁽¹⁾ , Jumbo Hill, Seymour Hills	Etats-Unis			
		Amérique du Sud	Tres Mesas 3 and 4 ⁽¹⁾	Mexique			
			Calama	Chili			
		Afrique	Rhas Ghareb	Egypte			
		Asie et Océanie	SECI projets, GUVNL	Inde			
		Solaire	Europe	Seneca		Espagne	313
				Amérique du Nord		Fund IV	
	Amérique du Sud			Trompezon ⁽¹⁾ , Villa Ahumada ⁽¹⁾ , Abril ⁽¹⁾ , Calpulalpan ⁽¹⁾ , Akin ⁽¹⁾ , Sol de Insurgentes	Mexique		
			Capricornio, Tamaya	Chili			
	Afrique		Kathu ⁽¹⁾	Afrique du Sud			
			Fenix ⁽¹⁾	Ouganda			
			PowerCorner, Mobisol	Tanzanie			
	Asie et Océanie		Scaling solar	Sénégal			
			Nadec	Arabie saoudite			
			Retop	Chine			
		Kadapa	Inde				
	Biomasse-biogaz	Europe	Biogas Plus	Pays-Bas	59		
Sisslerfeld ⁽¹⁾			Suisse				
Biogaz injector, ENGIE New Ventures			France				
Transmission	Amérique du Sud	Gralha Azul	Brésil	10			
Global capex en millions d'euros pour les projets d'énergies renouvelables					606		
Energy efficiency	Efficacité énergétique	Europe	Smart Grid (GAZPAR) ⁽¹⁾ , ENGIE New Ventures	France	267		
		Amérique du Sud	Salto Osaria	Brésil			
	Stockage d'énergie	Monde	ENGIE EPS ⁽¹⁾	Italie	3		
Global capex en millions d'euros pour les projets d'efficacité énergétique					270		
Total	Global capex en millions d'euros				876		

(1) Projets éligibles ayant reçu une allocation dans les précédents Green Bond.

Les projets et les capex associés présentés dans le tableau ci-dessus pour un montant global de 876 millions d'euros complètent les projets alloués l'année passée au *Green Bond* de janvier 2018 (124 millions d'euros) comme présentés dans le Document de Référence 2018 p. 179.

Green Bond de 1 milliard d'euros émis en janvier 2019

Type de projet	Technologie	Région	Nom des projets	Pays	CAPEX (en millions d'euros)	
Renouvelable	Eolien	Europe	Projets de CN'AIR, ENGIE Green, LANGA et Saméole	France	451	
			Windfloat	Portugal		
		Amérique du Nord	King Plains, Las Lomas, Live Oak ⁽¹⁾ , Dakota Range III, Prairie Hill, Triple H, Solomon Forks ⁽¹⁾	Etats-Unis		
	Asie et Océanie		Willogeleche ⁽¹⁾	Australie		
	Solaire	Europe	Projets de CN'AIR, ENGIE Green, LANGA	France		90
		Amérique du Nord	Anson, Bluestone, Gretna, Long Draw	Etats-Unis		
		Asie et Océanie	Lifou, Kota-bore, Lavaghu, Koumac	Nouvelle Calédonie		
	Biomass-biogaz	Europe	VoIV biomass	France		93
			DSP Macon ⁽¹⁾ , DSP Bordeaux			
			Biogaz injector			
Géothermie	Asie et Océanie	Muara Laboh ⁽¹⁾	Indonésie	13		
R&D	Europe		France	46		
Global capex en millions d'euros pour les projets d'énergies renouvelables					693	
Efficacité Energétique	Réseau de chaleur	Europe	Projets d'ENGIE Réseaux	France	4	
	Réseau de froid	Europe	Projets de Climespace ⁽¹⁾	France	6	
	Efficacité énergétique	Europe	CertiNergy & Solutions	France	81	
	R&D	Europe		France	47	
	Global capex en millions d'euros pour les projets d'efficacité énergétique					138
Mobilité Propre	Mobilité propre	Europe	ChargePoint	Royaume-Uni	165	
			Powerlines	Allemagne		
			GNVert	France		
			EV Box ⁽¹⁾	Pays-Bas		
	Amérique du Sud	Transantiago ⁽¹⁾ , Los Andes Rent a Car	Chile			
	R&D	Europe		France	4	
Global capex en millions d'euros pour les projets de mobilité propre					169	
Total			Global capex en millions d'euros		1 000	

(1) Projets éligibles ayant reçu une allocation dans les précédents Green Bond.

Pour rappel, les *Green Bonds* émis en 2014 et 2017 ont été totalement alloués. Les détails des Projets Éligibles et des allocations correspondantes ont été publiés dans les Documents de Référence 2014 à 2018.

Le total des fonds alloués aux Projets Éligibles durant l'année 2019 porte sur des investissements effectués à concurrence de respectivement 11 millions d'euros pour l'année 2017, 138 millions d'euros pour l'année 2018 et 1 740 millions d'euros en 2019. Ce montant total de 1 889 millions d'euros de Projets Éligibles permet de compléter et finaliser l'allocation au *Green Bond* émis en janvier 2018, d'allouer totalement le *Green Bond* émis en janvier 2019 et d'allouer un montant de 13 millions d'euros au *Green Bond* de 750 millions d'euros émis le 21 juin 2019. Conformément aux engagements du Groupe, un descriptif plus détaillé des projets et des impacts en termes d'émissions évitées ainsi que la méthodologie associée sont disponibles dans l'espace Développement Durable dédié du site internet du Groupe (www.engie.com/analystes-rse/finance-durable/green-bond).

Les *Green Bonds* contribuent au financement ou à l'acquisition de Projets Éligibles dans les domaines (i) des énergies renouvelables (énergie éolienne, solaire, hydraulique et/ou d'origine biomasse), (ii) de

l'efficacité énergétique, (iii) de la préservation des ressources et (iv) de la mobilité propre.

1) Les énergies renouvelables

ENGIE a fait de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables à l'échelle mondiale une priorité stratégique. Le Groupe est le premier producteur indépendant d'électricité dans le monde avec une capacité installée de 96,8 gigawatts (GW), dont 27,8 % (26,9 GW) de renouvelables (hydroélectricité, éolien, solaire, géothermie, biomasse, etc.). Il vise une part de 58% d'énergies renouvelables dans son portefeuille de production d'ici à 2030. En 2019, ENGIE a poursuivi le développement de son portefeuille d'actifs renouvelables dans le domaine de l'éolien, du solaire, de la biomasse et de la géothermie en développant de nouveaux projets ou acquérant de nouvelles sociétés. Ces ressources à faibles émissions de carbone jouent un rôle essentiel dans la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique.

À fin décembre 2019, un montant total de 1 299 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine des énergies renouvelables sur les *Green Bond* de janvier 2018 et janvier 2019. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter

d'émettre des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 5,92 millions de tonnes de CO₂éq/an.

La méthodologie de calcul de la contribution de ces projets aux émissions évitées est basée sur une comparaison des valeurs ACV (Analyse de Cycle de Vie) des émissions de la technique de production d'énergie mise en œuvre par le projet et des émissions du mix énergétique du pays considéré. ENGIE évalue la contribution aux émissions évitées des projets financés par le *Green Bond* en multipliant la différence des deux valeurs ACV susmentionnées par la capacité de la centrale et le taux d'utilisation moyen de la technologie. La contribution aux émissions évitées est calculée pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

Les références des taux de fonctionnement des technologies par pays et des taux d'émission de CO₂/kWh moyen des mix par pays, proviennent des données disponibles auprès d'Enerdata. Les données ACV des technologies sont issues des travaux du GIEC (Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat). Pour les projets CDM (*Clean Development Mechanism*) enregistrés et approuvés par les Nations Unies, les résultats des calculs de la contribution aux émissions évitées sont issus des méthodologies sous-jacentes.

2) L'efficacité énergétique

Le développement des services et solutions d'efficacité énergétique qui permettent à nos clients de réduire leur consommation et par conséquent leur empreinte carbone est l'autre axe stratégique du Groupe qui a redéfini son ambition d'être le *leader* de la transition zéro carbone «*as a service*» pour ses clients.

À fin décembre 2019, un montant total de 408 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine de l'efficacité énergétique sur les *Green Bond* de Janvier 2018 et de janvier 2019. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,45 millions de tonnes de CO₂éq/an.

Pour déterminer la contribution aux émissions réduites liée aux projets d'efficacité énergétique, ENGIE multiplie les économies d'énergie générées par le projet par les émissions du mix énergétique du pays considéré. Les contributions aux émissions réduites de ces projets sont calculées pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

3) Préservation des ressources naturelles

Aucun projet de préservation de ressources naturelles n'a été alloué au *Green Bond* en 2019.

4) Mobilité Propre

La mobilité propre est au cœur du développement des offres permettant d'accompagner nos clients cibles (collectivités et grand industriels) dans la décarbonisation de leur mobilité.

À fin décembre 2019, un montant total de 182 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine de la mobilité propre sur les *Green Bond* de janvier 2019 et de juin 2019. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,04 millions de tonnes de CO₂éq/an.

Pour déterminer la contribution aux émissions réduites liée aux projets de mobilité propre, ENGIE multiplie une estimation des économies d'énergie générées par le projet (par rapport à un scénario de base) par les émissions du mix énergétique du pays considéré. Les contributions aux émissions réduites de ces projets sont calculées pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

5) Bilan au titre de l'allocation globale de l'obligation verte de janvier 2018

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation au *Green Bond* de janvier 2018 sont l'Europe, l'Amérique du Sud et du Nord avec respectivement 39,8%, 23,7% et 15,5% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales technologies concernées par l'allocation au *Green Bond* de janvier 2018 sont le solaire 36,3%, l'éolien 27,7% et l'efficacité énergétique 26,6%.

Région	Montants alloués %
Europe	39,8%
Amérique du Sud	23,7%
Amérique du Nord	15,5%
Afrique	11,3%
Asie-Océanie	9,7%

Technologie	Montants alloués %
Solaire	36,3%
Éolien	27,7%
Efficacité énergétique	26,6%
Biomasse-biogaz	5,9%
Mobilité propre	2,2%
Transmission	1,0%
Stockage d'énergie - Réseau de chaleur	0,3%

En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre ou à réduire des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 3,39 millions de tonnes de CO₂éq/an.

6) Bilan au titre de l'allocation globale de l'obligation verte de janvier 2019

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation au *Green Bond* de janvier 2019 sont l'Europe et l'Amérique du Nord avec respectivement 68.7% et 27.8% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales technologies concernées par l'allocation au *Green Bond* de janvier 2019 sont l'éolien 45.0% et la mobilité propre 16.6%.

Région	Montants alloués %
Europe	68,7 %
Amérique du Nord	27,8%
Asie-Océanie	2,8%
Amérique du Sud	0,8%

Technologie	Montants alloués %
Éolien	45,0%
Mobilité propre	16,6%
R&D	9,7%
Biomasse-biogaz	9,2%
Solaire	9,0%
Efficacité énergétique	8,1%
Géothermie	1,3%
Réseau de froid	0,6%
Réseau de chaleur	0,4%

En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre ou à réduire des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 3,43 millions de tonnes de CO₂éq/an.

5.1.5.4.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes de ENGIE SA sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2019, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires Green Bond du 10 janvier 2018, du 17 janvier 2019 et du 14 juin 2019

Au Directeur général,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société ENGIE SA (la « Société ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2019, des fonds levés dans le cadre des émissions d'obligations vertes (*Green Bond*) réalisées le 10 janvier 2018, le 17 janvier 2019 et le 14 juin 2019 (les « Émissions »), pour des montants s'élevant respectivement à 1,0 milliard, 1,0 milliard et 1,5 milliard d'euros, figurant dans le document ci-joint, intitulé « Obligations vertes », et établi conformément aux dispositions de la clause d'utilisation des fonds reprise dans les conditions finales des Émissions, signées respectivement en date du 12 janvier 2018 (FR0013310505), du 24 janvier 2019 (FR0013398229) et du 19 juin 2019 (FR0013428489) (les « Conditions finales des Émissions »).

Le document ci-joint, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires *Green Bond*, fait ressortir une allocation des fonds levés à des projets éligibles (les « Projets Éligibles »), au cours de la période allant du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2019, d'un montant de 1 889 millions d'euros.

Ces informations ont été établies sous votre responsabilité, à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 31 décembre 2018 et 31 décembre 2019.

Il nous appartient de nous prononcer :

- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis et approuvés conjointement par la Société et Vigeo, figurant dans le document ci-joint et auxquels il est fait référence en annexe des Conditions finales des Émissions (les « Critères d'éligibilité ») ;
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2019, dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles, avec les données sous-tendant la comptabilité ;
- sur la concordance avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019, d'un montant de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2019.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les Critères d'éligibilité et, en particulier, de donner une interprétation des clauses des Conditions finales d'Émission ;
- de nous prononcer sur l'utilisation des fonds alloués aux Projets Éligibles postérieurement à leur allocation.

Dans le cadre de notre mission de Commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le co-Commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 31 décembre 2018 et 31 décembre 2019. Nos audits, effectués selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avaient pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination de ces

informations. Par conséquent, nous n'avons pas effectué nos tests d'audit et nos sondages dans cet objectif, et nous n'exprimons aucune opinion sur ces éléments pris isolément. Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des Actionnaires, ont fait l'objet d'un rapport d'audit daté du 10 mars 2020.

Nos travaux au titre de la présente attestation, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention. Ces travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

- prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les Critères d'éligibilité ;
- vérifier la concordance des montants alloués dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles avec les données sous-tendant la comptabilité ;
- vérifier que le solde des comptes de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires apparaissant dans les comptes consolidés du Groupe de l'exercice clos le 31 décembre 2019 est supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2019.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles avec les Critères d'éligibilité ;
- la concordance avec les données sous-tendant la comptabilité des montants alloués au 31 décembre 2019 dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles ; et
- la concordance, avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019, d'un montant de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires supérieur aux montants levés dans le cadre de l'Émission et restant à allouer au 31 décembre 2019.

Cette attestation est établie à votre attestation dans le contexte précisé ci-avant et ne doit être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

En notre qualité de commissaire aux comptes d'ENGIE SA, notre responsabilité à l'égard de la Société et de ses actionnaires est définie par la loi française et nous n'acceptons aucune extension de notre responsabilité au-delà de celle prévue par la loi française. Nous ne sommes redevables et n'acceptons aucune responsabilité vis-à-vis de tout tiers.

Cette attestation est régie par la loi française. Les juridictions françaises ont compétence exclusive pour connaître de tout litige, réclamation ou différend pouvant résulter de notre lettre de mission ou de la présente attestation, ou de toute question s'y rapportant. Chaque partie renonce irrévocablement à ses droits de s'opposer à une action portée auprès de ces tribunaux, de prétendre que l'action a été intentée auprès d'un tribunal incompétent, ou que ces tribunaux n'ont pas compétence.

Paris-La Défense, le 12 mars 2020

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Olivier Broissand

Patrick E. Suissa

5.2 Actionariat

5.2.1 Cotation boursière

ÉVOLUTION DES COURS EXTRÊMES ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR L'ACTION ENGIE À PARIS

2019	Cours le + haut ⁽¹⁾ (en euros)	Cours le + bas ⁽¹⁾ (en euros)	Volume des transactions ⁽²⁾
Janvier	14,05	12,54	5 956 937
Février	14,13	13,25	5 114 604
Mars	13,52	13,12	5 589 274
Avril	13,61	13,00	4 726 379
Mai	13,82	12,45	6 221 387
Juin	13,50	12,52	6 030 727
Juillet	14,32	13,44	4 621 899
Août	13,85	13,26	4 834 741
Septembre	14,98	13,39	6 234 077
Octobre	15,12	14,54	5 644 295
Novembre	14,91	14,02	5 451 028
Décembre	14,75	14,06	5 173 629

(1) Cours issu des cours journaliers de clôture

(2) Moyenne journalière (source Bloomberg)

Suite au désenregistrement d'ENGIE auprès de la U.S. Securities & Exchange Commission intervenu le 30 octobre 2009, ENGIE maintient un programme *American Depositary Receipt (ADR) level 1* non coté sur une place boursière américaine. Ces ADR font l'objet de transactions sur le marché hors cote du Nasdaq.



5.2.2 Répartition du capital

Au 31 décembre 2019, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 22 153 694 actions auto détenues.

Durant l'exercice 2019, le capital de la Société n'a pas évolué.

VARIATION SIGNIFICATIVE DE L'ACTIONNARIAT D'ENGIE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

	31 décembre 2019			31 décembre 2018		31 décembre 2017	
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote théoriques ⁽¹⁾	% du capital	% des droits de vote théoriques ⁽¹⁾	% du capital	% des droits de vote théoriques ⁽¹⁾
État	575 693 307	23,64	34,23	23,64	33,84	24,10	28,08
BlackRock	110 018 958 ⁽²⁾	4,52 ⁽²⁾	3,53 ⁽²⁾	5,02 ⁽³⁾	3,99 ⁽³⁾	5,09 ⁽⁴⁾	4,50 ⁽⁴⁾
Actionariat salarié	78 323 401	3,22	3,87	3,97	4,65	2,66	3,97
Groupe CDC	63 825 744	2,62	2,35	1,83	1,75	1,88	2,01
CNP Assurances	23 495 792	0,96	0,75	0,99	0,78	0,99	0,87
Auto-détention	22 153 694	0,91	0,71	0,98	0,76	1,92	1,68
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
Public	1 561 774 145	64,13	54,57	63,57	54,23	63,36	58,89
TOTAL	2 435 285 011	100%	100%	100%	100%	100%	100%

(1) En vertu de l'article 223-11 du Règlement général de l'AMF, le nombre de droits de vote théoriques est calculé sur la base de l'ensemble des actions auxquelles sont attachés des droits de vote, y compris les actions détenues par le Groupe qui sont privées de droit de vote.

(2) Informations non disponibles au 31 décembre 2019 (données au 30 décembre 2019 issues de la déclaration de franchissement de seuil statutaire)

(3) Informations non disponibles au 31 décembre 2018 (données au 27 décembre 2018 issues de la déclaration de franchissement de seuil)

(4) Informations non disponibles au 31 décembre 2017 (données au 30 novembre 2017 issues de la déclaration de franchissement de seuil)

Par notification de franchissement de seuil statutaire du 2 janvier 2020, et faisant suite à la réalisation de différentes opérations visant à la constitution d'un pôle public de bancassurance La Banque Postale-CNP Assurances, la CDC a déclaré détenir 3,66% du capital et 3,18% des droits de vote d'ENGIE, correspondant à la somme des participations de CDC (en direct) et du Groupe CNP Assurances.

En application des dispositions de l'article L. 233-13 du Code de commerce, il est précisé qu'à la connaissance d'ENGIE, seul l'État détient, à la clôture de l'exercice 2019, une participation de 5% ou plus du capital ou des droits de vote.

5.2.3 Franchissement de seuils légaux

Déclarant	Date de franchissement	Mouvement	% du capital	% des droits de vote théoriques	N° avis AMF
BlackRock	09/01/2019	Baisse	4,97%	3,87%	219C0068
BlackRock	16/01/2019	Hausse	5,08%	3,96%	219C0126
BlackRock	21/01/2019	Baisse	4,94%	3,85%	219C0151
BlackRock	14/05/2019	Hausse	5,02%	3,89%	219C0795
BlackRock	15/05/2019	Baisse	4,73%	3,67%	219C0812
BlackRock	28/05/2019	Hausse	5,02%	3,90%	219C0895
BlackRock	30/05/2019	Baisse	4,94%	3,84%	219C0896
BlackRock	04/06/2019	Hausse	5,05%	3,92%	219C0925
BlackRock	06/06/2019	Baisse	4,98%	3,87%	219C0938
BlackRock	10/06/2019	Hausse	5,05%	3,92%	219C0947
BlackRock	11/06/2019	Baisse	4,95%	3,84%	219C0959
BlackRock	12/06/2019	Hausse	5,08%	3,95%	219C0963
BlackRock	14/06/2019	Baisse	4,97%	3,86%	219C0981
BlackRock	27/08/2019	Hausse	5,02%	3,90%	219C1484
BlackRock	28/08/2019	Baisse	4,82%	3,74%	219C1497

BlackRock a franchi à 15 reprises le seuil légal du vingtième (5%) du capital d'ENGIE. À huit reprises, les 9 et 21 janvier, 15 et 30 mai, 6, 11 et 14 juin, 28 août 2019, BlackRock a franchi ce seuil à la baisse. À sept reprises, les 16 janvier, 14 et 28 mai, 4, 10 et 12 juin et 27 août 2019, BlackRock a franchi ce même seuil, à la hausse.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document d'enregistrement universel, seul l'État détient une participation en capital ou en droits de vote d'ENGIE supérieure à l'un des seuils légaux.

5.2.4 Action spécifique

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie tel que modifié par la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Conformément à l'article L. 111-69 du Code de l'énergie, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français, en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs notamment à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie. L'action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE et de ses filiales de droit français, ayant pour objet, directement ou indirectement, de céder sous quelque forme que ce soit, de transférer l'exploitation, d'affecter à titre de sûreté ou garantie, ou de changer la destination de certains actifs visés par le Code de l'énergie, s'il considère cette décision contraire aux intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs en particulier à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Aux termes de l'article D. 111-21 du Code de l'énergie, les actifs concernés par le droit d'opposition de l'État en vertu de l'action spécifique sont :

- les canalisations de transport de gaz naturel situées sur le territoire national ;
- les actifs liés à la distribution de gaz naturel situés sur le territoire national ;

- les stockages souterrains de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les installations de gaz naturel liquéfié situées sur le territoire national.

Conformément à ces mêmes dispositions, toute décision de cette nature devra être déclarée au ministre chargé de l'Économie.

Les décisions mentionnées ci-dessus sont réputées autorisées si le ministre chargé de l'Économie ne s'y est pas opposé dans le délai d'un mois à compter de leur déclaration, constatée par un récépissé délivré par l'Administration. Ce délai peut être prorogé pour une durée de 15 jours, par arrêté du ministre. Le ministre chargé de l'Économie, avant l'expiration du délai qui lui est imparti, peut renoncer au droit d'opposition. En cas d'opposition, le ministre communique les motifs de sa décision à la Société concernée. La décision du ministre peut faire l'objet d'un recours.

Par application du décret n° 2019-1071 du 22 octobre 2019 et n° 93-1296 du 13 décembre 1993, toute opération réalisée en contravention avec ces règles serait, de plein droit, nulle et de nul effet.

À la date du présent Document d'enregistrement universel, il n'existe, à la connaissance d'ENGIE, aucun accord relatif à une opération sur une entité membre du groupe ENGIE concernée par ces dispositions, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de son contrôle.

5.2.5 Politique de distribution des dividendes

ENGIE s'efforce de mener une politique dynamique et attractive de distribution des dividendes. Afin d'encourager et de récompenser la fidélité des actionnaires, l'Assemblée Générale des actionnaires du 28 avril 2014 a instauré une majoration du dividende de 10% pour tout actionnaire justifiant d'une inscription nominative depuis deux ans au moins, cette majoration de 10% étant le montant maximal autorisé par l'article L. 232-14 du Code de commerce. Cette mesure a été appliquée pour la première fois pour le paiement du dividende au titre de l'exercice 2016 et est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social selon les dispositions de l'article L. 232-14 du Code de commerce.

Les objectifs du Groupe, présentés en Section 6.1.1.1.2 «Objectifs financiers», ne constituent en aucun cas un engagement de la Société et

les dividendes futurs seront appréciés, pour chaque exercice, en fonction des résultats de la Société, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'Administration pour établir ses propositions à l'Assemblée Générale.

Le Conseil d'Administration a décidé de soumettre à l'Assemblée Générale des actionnaires du 14 mai 2020 la distribution d'un dividende au titre de l'exercice 2019 d'un montant de 0,80 euro par action, ce qui correspond à un ratio de distribution de 72% sur la base du RNRPG 2019.

Pour rappel, ENGIE a annoncé début 2019 une nouvelle politique de dividende à moyen terme, dans une fourchette de 65% à 75% de ratio de distribution sur la base du RNRPG.

MONTANT DU DIVIDENDE PAR ACTION DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice (actions entièrement libérées)	Dividende net par action (en euro)
2014	1,00
2015	1,00
2016	1,00
2017	0,70
2018	1,12

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

5.3 Calendrier des communications financières

Publication des résultats annuels 2019	27 février 2020
Publication des résultats du premier trimestre 2020	12 mai 2020
Assemblée Générale des actionnaires	14 mai 2020
Publication des résultats semestriels 2020	31 juillet 2020

5

Informations sur le capital et l'actionnariat

6

Informations financières

6.1	Examen de la situation financière	196	6.4	Comptes sociaux	346
6.1.1	Rapport d'activité	196	6.4.1	États financiers sociaux	347
6.1.2	Trésorerie et capitaux	216	6.4.2	Notes aux comptes sociaux	351
6.2	Comptes consolidés	217	6.4.3	Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils	390
6.2.1	États financiers consolidés	218	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices	391
6.2.2	Notes aux comptes consolidés	225	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	392
6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	340			

6.1 Examen de la situation financière

6.1.1 Rapport d'activité

6.1.1.1 Résultats ENGIE 2019

Les données précédemment publiées et présentées ci-après ont été retraitées afin de tenir compte des impacts liés à l'application d'IFRS 16 – Contrats de location. Le passage de l'information publiée à l'information comparative retraitée est présenté dans la Section 6 de ce Rapport d'activité et dans la Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés» des notes aux comptes consolidés.

Résultats annuels ENGIE 2019

Résultat net récurrent part du Groupe 2019 en ligne avec l'objectif

Un dividende de 0,80 € par action proposé à l'Assemblée Générale des actionnaires (+7% vs. 2018)

- Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) de 2,7 milliards d'euros, en hausse de 9%, et 11% en organique ⁽¹⁾.
- Résultat opérationnel courant (ROC) de 5,7 milliards d'euros en hausse de 11% en brut et de 14% en organique, porté par les

activités Nucléaires, Autres (notamment celles de gestion d'énergie), Thermiques et Renouvelables. Cette hausse est partiellement compensée par les activités de vente d'énergie et les Infrastructures. EBITDA de 10,4 milliards d'euros, en hausse de 7% en brut et de 8% en organique.

- Dette financière nette en augmentation de 2,7 milliards d'euros, principalement en raison des investissements de croissance, notamment l'acquisition de TAG conclue au premier semestre. Ratio dette financière nette/EBITDA de 2,5x.
- Pour l'exercice 2019, il sera proposé à l'Assemblée Générale des actionnaires d'augmenter le dividende à 0,80 euro par action, soit une hausse de 7% par rapport au dividende ordinaire de 2018.
- Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) 2020 prévu entre 2,7 et 2,9 milliards d'euros ⁽²⁾. Pour 2022, ENGIE prévoit un taux de croissance annuel moyen du résultat net récurrent part du Groupe compris entre 6 et 8% (soit entre 3,2 et 3,4 milliards d'euros).

CHIFFRES CLÉS AU 31 DÉCEMBRE 2019

En milliards d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	60,1	57,0	+5,4%	+4,1%
Chiffre d'affaires ajusté ⁽¹⁾	64,1	60,6	+5,8%	+4,7%
EBITDA	10,4	9,7	+6,8%	+8,1%
Résultat Opérationnel Courant (ROC)	5,7	5,2	+11,1%	+14,4%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	2,7	2,5	+9,3%	+11,1%
Résultat net, part du Groupe	1,0	1,0		
Cash Flow From Operations (CFFO) ⁽²⁾	7,6	7,7	(0,2)	
Endettement financier net	25,9	23,3	2,7	

(1) Au quatrième trimestre 2019, le Groupe a mis en œuvre une nouvelle prise de position IFRS relative aux produits dérivés sur matières premières et exigeant une modification de la présentation des revenus sans impact sur les autres indicateurs de performance. Pour des raisons de comparabilité avec les communications précédentes, les revenus ajustés sont également fournis sur la base de l'ancienne définition. Pour plus d'informations, veuillez vous référer à la Note 1 des états financiers consolidés 2019.

(2) Free Cash Flow avant Capex de maintenance.

En 2019, les principaux facteurs de l'évolution brute du ROC étaient les suivants :

- le **Nucléaire** a été porté par l'amélioration de la disponibilité des unités de production belges et par l'augmentation des prix captés ;
- au sein des activités **Autres**, les activités de gestion d'énergie sont en hausse, portées par la vente partielle d'un contrat d'approvisionnement de gaz, les activités de marché et les renégociations de contrats gaz ;

- les résultats des **Solutions Clients** ont bénéficié de la contribution d'acquisitions et de la performance des activités décentralisées, partiellement compensée par des investissements dans le développement commercial et par des restructurations opérationnelles ;
- les **Infrastructures** ont été impactées par plusieurs effets négatifs hors de France (principalement *one-offs* et température) ainsi que, conformément aux attentes et, pour une grande part, temporaires, plusieurs facteurs négatifs en France (principalement dans le transport de gaz avec la linéarisation des tarifs). Les Infrastructures ont aussi

(1) Variation brute hors effets change et périmètre.

(2) Ces objectifs et cette indication reposent sur des hypothèses de température moyenne en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, d'absence de changements comptables significatifs, d'absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2019 pour la partie non couverte de la production, d'absence de changement dans le cadre juridique et réglementaire des dispositions nucléaires, de cours de change moyens suivants pour 2020 : €/€ : 1,13 ; €/BRL : 4,57 et pour 2021-2022 : €/€ : 1,16 ; €/BRL : 4,57 et de dilution du plan de cession 2020-2022 de 4 milliards d'euros.

bénéficié de la première contribution annuelle de TAG, réseau de transport de gaz au Brésil, acquis mi-2019 ;

- les **Renouvelables** ont bénéficié de l'amélioration des prix de la production hydroélectrique au Brésil et de l'augmentation des mises en service de capacités renouvelables (3,0 GW installés en 2019). L'objectif d'installation de 9 GW de capacités renouvelables additionnelles sur 2019-2021 est désormais intégralement sécurisé ;
- les activités **Supply** ont continué à être affectées par un contexte de marché difficile, principalement dû à la contraction des marges pour les particuliers en France, des *one-offs* positifs en 2018 au Benelux, ainsi que d'effets température négatifs en Australie et en France ;
- le **Thermique** a été impacté par la cession de Glow, partiellement compensée par la performance des contrats long terme de vente d'électricité et des conditions de prix de marché favorables au Chili ainsi que le rétablissement du mécanisme de rémunération des capacités au Royaume-Uni.

ENGIE a poursuivi sa stratégie axée sur le leadership de la transition énergétique en 2019.

Dans les **Solutions Clients**, ENGIE et ses partenaires ont remporté des contrats commerciaux significatifs pour l'université de l'Iowa (États-Unis), les bâtiments du gouvernement fédéral à Ottawa (Canada), le «territoire intelligent» autour d'Angers (France) et des bâtiments industriels à Singapour. En outre, ENGIE a acquis Conti en Amérique du Nord, Otto Industries en Allemagne et Powerlines en Autriche. Enfin, ENGIE Impact a été créé afin de fournir aux entreprises internationales des solutions pour définir leur stratégie de développement durable et accélérer leur transition énergétique.

Dans les **Infrastructures**, ENGIE a annoncé le 13 juin 2019 que le consortium dans lequel le Groupe détient une participation majoritaire a finalisé l'acquisition d'une participation de 90% dans TAG, le plus grand propriétaire de réseau de transport de gaz au Brésil. TAG dispose d'un portefeuille de contrats à long terme assurant une contribution aux résultats attractive et améliorant la diversification de l'empreinte géographique d'ENGIE au sein de ses activités Infrastructures. ENGIE a également continué de renforcer sa position au Brésil avec l'acquisition annoncée en janvier 2020 d'un projet de ligne de transmission électrique de 1 800 km. Enfin, ENGIE bénéficie de plus de visibilité sur les perspectives financières de ses activités dans les réseaux gaziers français avec la conclusion des revues réglementaires entre fin 2019 et début 2020.

Dans les **Renouvelables**, 3,0 GW de capacités renouvelables ont été mises en service depuis le début de l'année et l'objectif de 9 GW de mises en service sur 2019-2021 est désormais intégralement sécurisé. La nouvelle *joint-venture* au Mexique avec Tokyo Gas ainsi que le partenariat stratégique signé au début de l'année 2020 avec Edelweiss Infrastructures Yield en Inde démontrent la capacité d'ENGIE à déployer le modèle DBSO⁽¹⁾ et à attirer des partenaires pour le développement de son portefeuille. En outre, ENGIE a remporté avec ses partenaires financiers l'appel d'offres pour l'achat d'un portefeuille hydroélectrique de 1,7 GW d'EDP au Portugal. Enfin, en janvier 2020, ENGIE a conclu un accord avec EDPR pour la joint-venture 50/50 dans l'éolien offshore afin de créer un acteur mondial dans ce secteur.

Pour le **Thermique**, ENGIE a continué de mettre en œuvre sa stratégie de réduction de son empreinte carbone en réduisant la part du charbon à environ 4% de ses capacités de production d'électricité au niveau mondial avec la finalisation de la cession de sa participation de 69,1% dans Glow en Thaïlande et au Laos (3,2 GW de capacité de production, dont 1,0 GW à base de charbon), lui permettant de ne plus avoir d'actifs au charbon en Asie-Pacifique, ainsi que de ses centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas d'une capacité installée de 2,3 GW.

(1) *Develop, Build, Share & Operate.*

Pour le **Nucléaire**, les nouvelles dispositions sur les provisions relatives aux activités nucléaires en Belgique réduisent ainsi pour toutes les parties prenantes les incertitudes liées au montant de ces provisions et leur financement.

6.1.1.1.1 Analyse des données financières au 31 décembre 2019

6.1.1.1.1.1 Chiffre d'affaires de 60,1 milliards d'euros

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 60,1 milliards d'euros, en hausse de 5,4% en brut et de 4,1% en organique.

La **croissance brute du chiffre d'affaires** intègre des effets de périmètre, comprenant diverses acquisitions dans les Solutions Clients (principalement Conti aux États-Unis, en France et CAM en Amérique Latine) et dans la vente d'énergie aux professionnels aux États-Unis, partiellement compensées par les cessions de la participation de Glow en Thaïlande en mars 2019 et des activités de vente d'énergie aux professionnels en Allemagne fin 2018. Cette croissance comprend également un effet de change légèrement positif, principalement dû à l'appréciation du dollar américain, partiellement compensée par les dépréciations du peso argentin et du real brésilien par rapport à l'euro.

La **croissance organique** du chiffre d'affaires est principalement liée aux revenus des activités de vente d'énergie en Amérique du Nord, en France et en Europe, à la croissance des Solutions Clients en Europe, aux services de gestion d'énergie et aux conditions de marché favorables pour les activités de Global Energy Management (GEM) et à une dynamique porteuse en Amérique Latine (croissance du portefeuille de contrats long terme d'achat d'électricité au Chili et mise en service de nouveaux parcs éoliens et solaires au Brésil). Cette croissance a été partiellement compensée par la baisse des revenus des activités de ventes d'énergie au Royaume-Uni et en Australie et des activités thermiques en Europe.

Le chiffre d'affaires des Solutions Clients a connu une croissance de 11% en brut et de 3% en organique, bénéficiant de l'effet positif des acquisitions et d'un contexte de marché favorable pour les activités industrielles et commerciales en Europe.

6.1.1.1.1.2 EBITDA de 10,4 milliards d'euros

L'**EBITDA** s'élève à 10,4 milliards d'euros, en hausse de 6,8% en brut et de 8,1% en organique.

Ces variations brute et organique sont globalement en ligne avec la croissance du résultat opérationnel courant, à l'exclusion de l'augmentation des amortissements principalement due à la mise en service d'actifs en Amérique Latine et en France, notamment dans les Réseaux, et qui n'est pas intégrée dans l'EBITDA.

En outre, *Lean 2021*, qui contribue à la croissance organique tant au niveau de l'EBITDA que du ROC, a dépassé les objectifs fixés pour 2019 et est en bonne voie pour atteindre ceux de 2021.

6.1.1.1.1.3 Résultat opérationnel courant de 5,7 milliards d'euros

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 5,7 milliards d'euros, en hausse de 11,1% en brut et de 14,4% en organique.

L'augmentation brute du ROC comprend un effet de change positif, principalement dû à l'appréciation du dollar américain, partiellement compensé par la dépréciation du peso argentin et du réal brésilien par rapport à l'euro. Cet effet positif est partiellement amoindri par des effets de périmètre globalement négatifs, provenant principalement de la cession de la participation de 69,1% dans la société Glow en Thaïlande et au Laos, partiellement compensée par diverses acquisitions notamment dans les Infrastructures (TAG) et les Solutions Clients.

La performance organique du ROC a varié en fonction des activités :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Solutions clients	1 090	1 010	+7,9% ⁽¹⁾	-0,9%
Infrastructures	2 327	2 401	-3,1%	-5,6%
Renouvelables	1 190	1 129	+5,4%	+7,5%
Thermique	1 260	1 423	-11,5%	+7,2%
Nucléaire	(314)	(1 051)	+70,1%	+70,1%
Approvisionnement	345	539	-36,0%	-33,5%
Autres	(172)	(297)	+42,1%	+41,6%
TOTAL	5 726	5 154	+11,1%	+14,4%

(1) Hors one-offs de SUEZ en 2019, cette évolution brute aurait été d'environ +7% (env. +10 millions d'euros d'impact positif net : règlement positif du litige en Argentine, coûts de restructuration et dépréciations d'actifs).

- Le ROC des **Solutions Clients** est en décroissance organique de 1%, principalement du fait de facteurs négatifs dans certains segments et de l'augmentation des coûts de développement notamment sur les nouvelles activités en croissance. Cette décroissance est partiellement compensée par la contribution en hausse de SUEZ et par une contribution accrue des activités de production d'énergie décentralisée.
- Le ROC des **Infrastructures** est en décroissance organique de 6%, principalement due aux activités de distribution de gaz avec des *one-offs* négatifs enregistrés en 2018-2019 à l'étranger et des effets températures négatifs en France et en Europe, qui ne sont que partiellement compensés par la reprise de provision pour coûts de commissionnement et par la hausse des tarifs en France. Les activités de transport de gaz en France ont également souffert d'un effet volume négatif dû à la fusion des zones de marché gazier Nord et Sud et d'un effet prix négatif résultant du lissage tarifaire.
- Le ROC des **Renouvelables** est en croissance organique de 8%. Cette croissance s'explique principalement par la hausse des prix de la production hydroélectrique au Brésil et en France et par la mise en service de 3,0 GW de capacités depuis le 1^{er} janvier 2019, notamment au Brésil (0,5 GW), aux États-Unis (0,5 GW), en Espagne (0,4 GW), au Mexique (0,3 GW), en Inde (0,3 GW), en France (0,3 GW) et en Égypte (0,3 GW). Ces effets positifs ont été partiellement compensés par des marges DBSO inférieures par rapport au niveau élevé des transactions réalisées en 2018 et par une production hydroélectrique plus faible en France.
- Le ROC du **Thermique** est en croissance organique de 7%, principalement grâce à la croissance du portefeuille de contrats long terme d'achat d'électricité et les conditions de prix de marché favorables au Chili. En outre, le rétablissement du mécanisme de rémunération des capacités au Royaume-Uni et l'impact favorable des spreads de gaz en Europe ont eu un effet positif. Ces effets positifs ont été partiellement compensés par l'expiration d'un contrat long terme d'achat d'électricité en Turquie en avril 2019. Enfin, le montant des indemnités compensatoires perçues est resté stable en 2019 par rapport à 2018.
- Le ROC du **Nucléaire** est en croissance organique de 70%, bénéficiant de taux de disponibilité des unités de production plus élevés en Belgique (+2 720 points de base et +62% de volumes produits) et de meilleurs prix captés (+2 €/MWh).
- Le ROC du **Supply** affiche une baisse organique de 34%, principalement en raison de la pression sur les marges de vente de gaz et d'électricité aux particuliers en France, de l'annulation du produit à recevoir pour coûts de commissionnement (lié à la couverture du coût de desserte des clients traités par les fournisseurs d'énergie pendant l'ouverture du marché français, de 2007 à 2016, entièrement compensé par une reprise de provision symétrique dans la distribution de gaz en France), de *one-offs* positifs comptabilisés en 2018 au Benelux et d'effets température négatifs en Australie et en France. Ces effets ont été partiellement compensés par une augmentation des marges de vente d'énergie aux professionnels en France.
- Le ROC des activités **Autres** a enregistré une croissance organique de 42%, reflétant principalement la performance de GEM provenant de la vente partielle d'un contrat de gaz à Shell, de l'effet positif des renégociations de contrats de gaz, ainsi que des conditions de marché globalement favorables et la baisse des coûts du *Corporate*.

La performance organique du résultat opérationnel courant a varié selon les segments :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
France	2 861	3 057	-6,4%	-7,0%
Dont France hors Infrastructures	903	1 039	-13,1%	-15,2%
Dont Infrastructures France	1 957	2 018	-3,0%	-2,8%
Reste de l'Europe	684	46		
Amérique Latine	1 694	1 359	+24,6%	+20,2%
États-Unis & Canada	159	153	+3,9%	-5,5%
Moyen-Orient, Asie & Afrique	559	896	-37,6%	-9,1%
Autres	(231)	(357)		
TOTAL	5 726	5 154	+11,1%	+14,4%

Sur la base des segments reportables, l'augmentation organique du ROC s'explique par les bons résultats du Reste de l'Europe (principalement portés par la performance des activités Nucléaires bénéficiant d'une hausse des taux de disponibilité des unités de production et des prix captés, du rétablissement du mécanisme de rémunération des capacités au Royaume-Uni et de l'effet positif des *spreads* de gaz en Europe, partiellement compensés par des *one-offs* positifs en 2018, y compris des indemnités compensatoires perçues, les difficultés des activités de vente d'énergie au Benelux et au Royaume-Uni et de quelques contrats déficitaires dans les Solutions Clients), par le segment **Autres** (majoritairement grâce à la performance des activités de marché de GEM et la contribution de SUEZ en hausse significative) et par l'**Amérique Latine** (notamment liés à l'impact favorable des indemnités compensatoires perçues dans les activités Thermiques en 2019, à la hausse des prix de la production hydroélectrique et aux mises en service de nouveaux parcs éoliens et solaires au Brésil et au Mexique ainsi qu'à la croissance du portefeuille de contrats long terme d'achat d'électricité au Chili).

Ces impacts positifs ont été partiellement compensés par la décroissance organique du ROC au **Moyen-Orient, Asie & Afrique** (principalement due à des effets défavorables dans la vente d'énergie en Australie et en Afrique, des Infrastructures en Turquie, partiellement compensés par la contribution positive des activités Thermiques et Renouvelables), en **France** (pour les activités France hors Infrastructures, principalement en raison de la baisse des marges DBSO par rapport au niveau élevé de 2018, de la pression sur les marges dans les activités de vente d'énergie et de la baisse de la production hydroélectrique, partiellement compensées par la hausse des prix pour la production hydroélectrique, l'augmentation des contributions de l'éolien et du solaire et l'amélioration de la rentabilité des activités Solutions clients; pour les activités France Infrastructures, principalement en raison de la contribution plus faible des activités de transport et de distribution) et aux **États-Unis & Canada** (principalement sous l'impulsion des Solutions Clients, notamment en raison des *one-offs* négatifs enregistrés en 2019, de la contribution plus faible des activités thermiques en raison de la baisse des prix des capacités, partiellement compensés par des marges DBSO plus importantes et les contributions des actifs mis en service dans les activités Renouvelables).

6.1.1.1.4 Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies de 2,7 milliards d'euros et Résultat net part du Groupe de 1,0 milliard d'euros

Le résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies s'élève à 2,7 milliards d'euros, contre 2,5 milliards d'euros en 2018. Cette augmentation est principalement due à l'amélioration continue du résultat opérationnel courant, partiellement compensée par une hausse des impôts, principalement en raison de l'effet positif de la comptabilisation d'impôts différés actifs en 2018 ainsi que des frais financiers récurrents légèrement plus élevés, reflétant l'évolution du mix des activités (dette plus importante au Brésil).

Le résultat net part du Groupe s'élève à 1,0 milliard d'euros en 2019, stable d'une année sur l'autre, en raison de l'augmentation du résultat net récurrent et des plus-values de cession, résultant principalement de la cession de Glow, qui ont compensé l'impact de la revue triennale des provisions nucléaires en Belgique et des variations *mark-to-market* en légère baisse.

(1) Net des cessions partielles dans le cadre du schéma DBSO.

(2) Cash flow from operations = Free cash flow avant Capex de maintenance.

(3) La dette nette économique s'établit à 41,1 milliards d'euros à fin décembre 2019 (vs. 35,7 milliards d'euros à fin décembre 2018); elle intègre notamment les provisions nucléaires et les avantages postérieurs à l'emploi.

6.1.1.1.5 Dette nette financière de 25,9 milliards d'euros

À fin décembre 2019, la dette financière nette s'établit à 25,9 milliards d'euros, en hausse de 2,7 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2018. Cette variation s'explique par (i) les dépenses d'investissement sur la période (10,0 milliards d'euros⁽¹⁾, y compris le 1,5 milliard d'euros au titre de l'acquisition de TAG au Brésil), (ii) les dividendes versés aux actionnaires d'ENGIE SA (1,8 milliard d'euros) et aux intérêts minoritaires (0,7 milliard d'euros) et (iii) d'autres éléments (0,6 milliard d'euros) principalement liés aux taux de change, aux nouveaux droits d'utilisation des biens pris en location et aux variations *mark-to-market*. Ces éléments ont été partiellement compensés par (i) par la génération de cash-flow des opérations (7,6 milliards d'euros) et (ii) les effets du programme de rotation du portefeuille (2,8 milliards d'euros, principalement liés à la finalisation de la cession de la participation dans Glow).

Le *cash flow from operations*⁽²⁾ s'établit à 7,6 milliards d'euros, en recul de 0,2 milliard d'euros. Cette baisse est principalement due aux variations du besoin en fonds de roulement (impact négatif de 1,3 milliard d'euros) essentiellement liées aux appels de marge sur produits dérivés et à la variation *mark-to-market* des produits financiers dérivés, partiellement compensées par l'augmentation des flux de trésorerie opérationnels (0,9 milliard d'euros) et de moindres décaissements d'impôts (0,2 milliard d'euros).

À fin décembre 2019, le ratio dette financière nette/EBITDA s'élève à 2,5x. Hors effets de l'acquisition de TAG qui n'était pas incluse dans les objectifs financiers pour 2019 et dont la contribution au niveau de l'EBITDA n'est que partielle, ce ratio s'élève à 2,4x, stable par rapport à fin décembre 2018⁽³⁾ et en ligne avec l'objectif d'un ratio inférieur ou égal à 2,5x. Le coût moyen de la dette brute est de 2,70%, en légère hausse par rapport au 31 décembre 2018, notamment en raison de nouveaux emprunts au Brésil.

À fin décembre 2019, le ratio dette nette économique⁽³⁾/EBITDA s'élève à 4,0x. Hors effets de l'acquisition de TAG, ce ratio s'élève à 3,8x, en légère augmentation par rapport à fin décembre 2018.

6.1.1.1.2 Objectifs financiers

Les objectifs pour les exercices comptables clos aux 31 décembre 2020 et 2022 présentés ci-dessous sont basés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date de publication de ce document.

Ces données et hypothèses peuvent évoluer ou être modifiées en raison d'incertitudes liées à l'environnement financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas connaissance à la date d'enregistrement de ce document. De plus, la réalisation des prévisions nécessite le succès de la stratégie du Groupe. Par conséquent, le Groupe ne s'engage ni ne donne de garanties quant à la réalisation des prévisions énoncées dans la présente section.

Les objectifs présentés ci-dessous et hypothèses sous-jacentes ont également été établies conformément aux dispositions du Règlement délégué (UE) n° 2019/980, complément du règlement (UE) n° 2017/1129, et aux recommandations de l'ESMA sur les prévisions.

Ces objectifs résultent des processus budgétaires et de plan à moyen terme décrit dans la Note 13 des états financiers consolidés; ils ont été établis sur une base comparable aux informations financières historiques et conformément aux méthodes comptables appliquées aux états

financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (y compris IFRS 16 et IFRIC 23, que le Groupe applique à compter du 1^{er} janvier 2019) décrites dans les états financiers consolidés.

Hypothèses

- **stratégie** : confirmation et renforcement de l'ambition du groupe ENGIE de compter parmi les leaders de la transition énergétique et climatique ;
- **acquisitions et cessions** : pas de changement significatif du périmètre de consolidation du Groupe à l'exception des acquisitions ou cessions déjà annoncées ou d'impacts explicitement indiqués dans les objectifs ci-dessous ;
- **taux de change** :
 - 2020 : taux annuels moyens €/USD et €/BRL de 1,13 et 4,57 respectivement,
 - 2021 et 2022 : taux annuels moyens €/USD et €/BRL de 1,16 et 4,57 respectivement ;
- **disponibilité des actifs nucléaires en Belgique** : 74%, 93% et 94% pour 2020, 2021 et 2022 respectivement (taux calculés par rapport à la base installée, tenant compte d'une fermeture de Doel 3 en octobre 2022) ;
- **tarifs régulés dans les Infrastructures France** :
 - distribution, transport et stockage : tarifs publiés par la CRE en janvier 2020,
 - regazéification : estimation des tarifs actualisés à compter de 2021, la révision des tarifs de la CRE devant avoir lieu en 2020 ;
- **tarifs régulés pour le gaz naturel et l'électricité en France** : répercussion complète des coûts d'approvisionnement ;
- **prix des matières premières** : prix basés sur les conditions de marché au 31 décembre 2019 (notamment pour la production *outright* d'électricité en Europe avec des taux *forward* à 44, 47, 48 €/MWh en 2020, 2021 et 2022 respectivement) pour la partie non couverte de la production (20%, 46% et 77% en 2020, 2021 et 2022 respectivement) ;
- **climat** : conditions climatiques normalisées en France (distribution de gaz naturel et approvisionnement d'énergie + production hydroélectrique normalisée), amélioration de l'hydrologie au Brésil en 2022 ;
- **taux effectif d'impôt récurrent** : 31% en 2020, réduisant d'environ 300 bps jusqu'en 2022 ;
- **taux d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi** : basé sur les conditions du marché au 31 décembre 2019, tel que décrit dans la Note 20 des états financiers consolidés ;
- pas de changement comptable significatif par rapport à 2019 ;
- pas de changements réglementaires et macro-économiques majeurs par rapport à 2019.

Objectifs financiers 2020 et 2022

ENGIE prévoit pour 2020 un **résultat net récurrent part du Groupe compris entre 2,7 et 2,9 milliards d'euros**. Cet objectif repose sur une fourchette indicative d'EBITDA de 10,5 à 10,9 milliards d'euros et de ROC de 5,8 à 6,2 milliards d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2019	ROC 2019-2020 ⁽¹⁾	Key drivers
Solutions clients	1 090	+	Croissance organique du chiffre d'affaires et des marges, et nouvelles acquisitions.
Infrastructures	2 327	-	Augmentation de la contribution de TAG, compensée par la baisse des taux de rémunération.
Renouvelables	1 190	++	Volume et prix de l'hydroélectricité en France et décision au Brésil sur la compensation des pertes passées dues à la faiblesse du <i>dispatch</i> de l'hydroélectricité. Augmentation de l'éolien et du solaire en raison des marges de DBSO et de la mise en service des actifs.
Thermique	1 260	--	Effet des cessions et <i>spreads</i> en baisse.
Nucléaire	(314)	+	Prix captés en hausse et diminution de la disponibilité.
Approvisionnement	345	++	Effets positifs des <i>one-offs</i> négatifs de 2019 et d'un climat moyen en 2020.

(1) Un seul signe + ou - représente une croissance ou une diminution à 1 chiffre ; un double + ou -- représente une croissance ou une diminution à 2 chiffres.

Pour 2020 et sur le long terme, ENGIE prévoit un ratio dette nette économique/EBITDA inférieur ou égal à 4,0x et continue de viser une notation crédit «*strong investment grade*».

Pour 2022, ENGIE prévoit un taux de croissance annuel moyen du **résultat net récurrent part du Groupe compris entre 6 et 8%** (soit entre 3,2 et 3,4 milliards d'euros). Cet objectif repose sur des fourchettes indicatives de taux de croissance annuel moyen de 2-4% pour l'EBITDA et de 4-6% pour le ROC.

Pour la période 2020-2022, ENGIE prévoit d'investir 10 milliards d'euros ⁽¹⁾ dans la croissance, 8 milliards d'euros dans la maintenance et 4 milliards d'euros dans les investissements financiers de Synatom pour le financement de l'intégralité du montant des provisions pour l'aval du cycle d'ici 2025. Les cessions devraient s'élever à 4 milliards d'euros,

(1) Net des cessions partielles dans le cadre du schéma DBSO.

principalement pour poursuivre la réduction des émissions de CO₂ et pour simplifier l'empreinte géographique et la structure.

6.1.1.1.3 Politique de dividende

Au titre des **résultats 2019**, ENGIE confirme le paiement d'un **dividende ordinaire de 0,80 euro par action, en numéraire**, correspondant à un ratio de distribution sur la base du RNRp_g de 72%.

Le dividende annuel est versé en une seule fois, à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire (AGO) approuvant les comptes annuels.

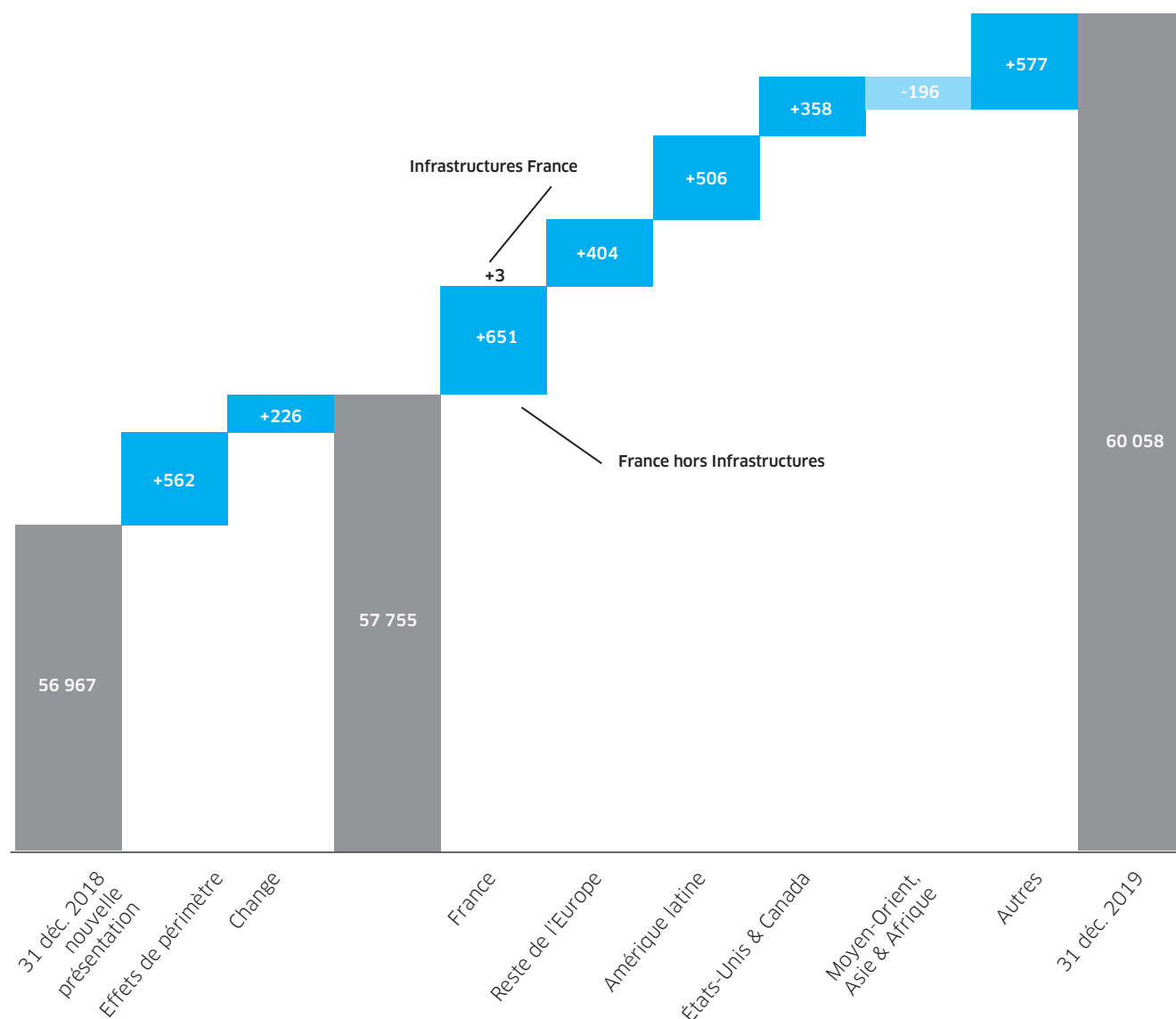
Pour l'avenir, ENGIE confirme sa **politique de dividende à moyen terme, dans une fourchette de 65% à 75% de ratio de distribution sur la base du RNRp_g**.

6.1.1.2 Évolution des activités du Groupe

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	60 058	56 967	+5,4%	+4,1%
EBITDA	10 366	9 702	+6,8%	+8,1%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 640)	(4 548)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	5 726	5 154	+11,1%	+14,4%

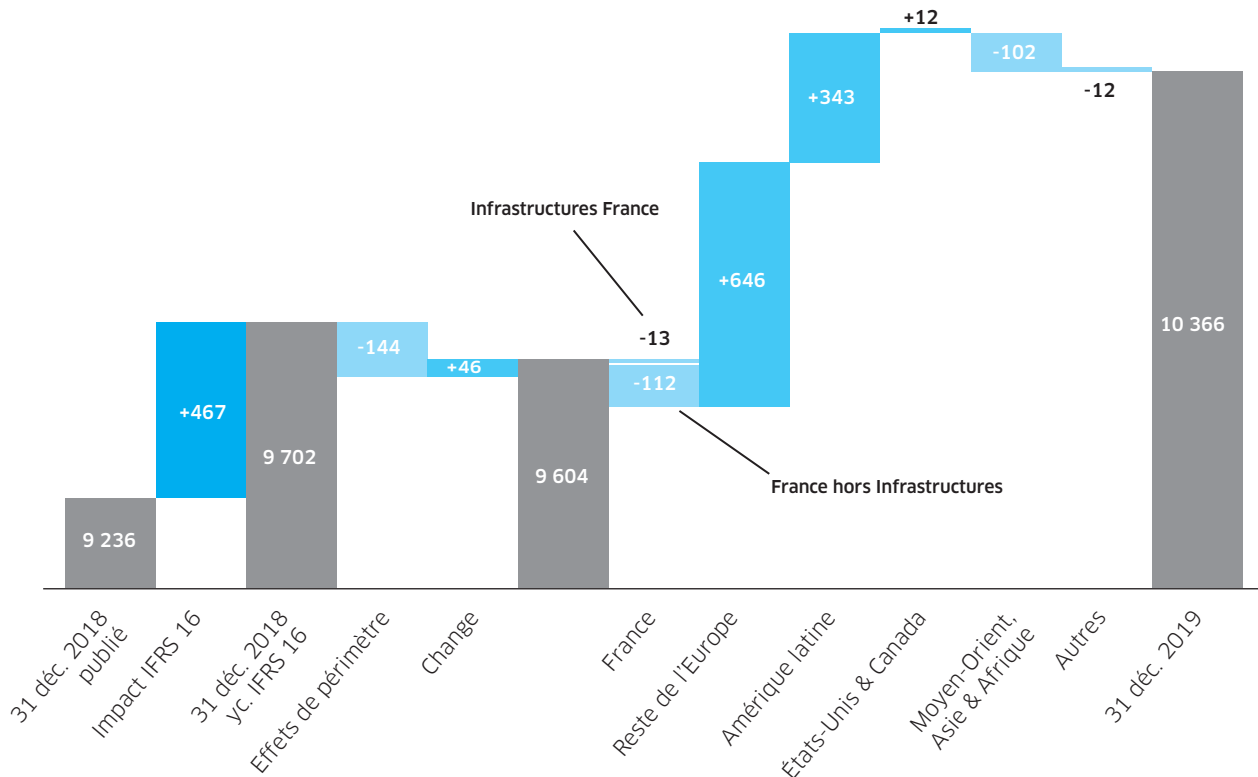
ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros



ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



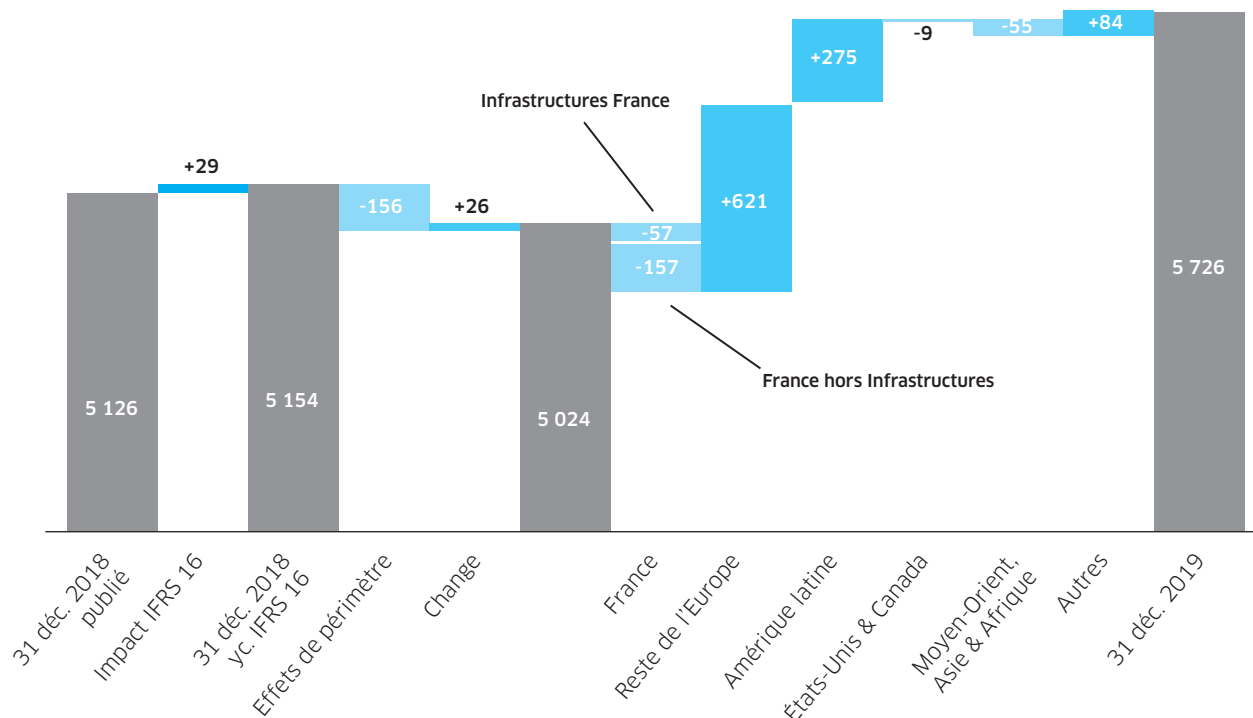
Matrice par géographies/Business Lines

En millions d'euros	Solutions							TOTAL au 31 déc. 2019
	clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	
France	959	3 537	421	-	-	294	-	5 211
Reste de l'Europe	577	137	145	442	192	256	-	1 750
Amérique latine	35	339	1 035	750	-	62	-	2 221
États-Unis & Canada	64	1	70	32	-	63	61	291
Moyen-Orient, Asie & Afrique	44	17	97	563	-	6	-	727
Autres	156	(8)	(43)	(23)	-	(42)	125	166
TOTAL EBITDA	1 835	4 024	1 725	1 765	192	639	186	10 366

En millions d'euros	Solutions							TOTAL au 31 déc. 2018 y compris IFRS 16
	clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	
France	920	3 554	503	-	-	352	-	5 329
Reste de l'Europe	552	151	125	515	(555)	294	-	1 081
Amérique latine	11	280	901	554	-	43	-	1 789
États-Unis & Canada	70	1	5	64	-	37	74	252
Moyen-Orient, Asie & Afrique	40	57	82	898	-	57	-	1 133
Autres	137	(7)	(27)	9	-	-	6	119
TOTAL EBITDA	1 730	4 035	1 589	2 040	(555)	783	81	9 702

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros



Matrice par géographies/Business Lines

En millions d'euros	Solutions							TOTAL au 31 déc. 2019
	clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	
France	574	1 957	181	-	-	149	-	2 861
Reste de l'Europe	345	82	88	293	(314)	190	-	684
Amérique latine	-	280	849	504	-	61	-	1 694
États-Unis & Canada	13	1	45	26	-	25	49	159
Moyen-Orient, Asie & Afrique	25	15	72	460	-	(13)	-	559
Autres	132	(8)	(45)	(23)	-	(65)	(222)	(231)
TOTAL ROC	1 090	2 327	1 190	1 260	(314)	345	(172)	5 726

En millions d'euros	Solutions							TOTAL au 31 déc. 2018 y compris IFRS 16
	clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	
France	552	2 018	259	-	-	227	-	3 057
Reste de l'Europe	341	108	70	342	(1 051)	235	-	46
Amérique latine	(1)	227	749	342	-	42	-	1 359
États-Unis & Canada	24	1	(5)	59	-	13	60	153
Moyen-Orient, Asie & Afrique	32	54	63	708	-	40	-	896
Autres	44	(7)	(28)	9	-	(19)	(356)	(357)
TOTAL ROC	993	2 402	1 109	1 460	(1 051)	538	(296)	5 154

6.1.1.2.1 France

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	21 423	20 448	+4,8%	+3,2%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	22 736	21 760	+4,5%	
EBITDA	5 211	5 329	-2,2%	-2,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(2 351)	(2 272)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	2 861	3 057	-6,4%	-7,0%

6.1.1.2.1.1 France hors Infrastructures

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	15 854	14 998	+5,7%	+4,4%
EBITDA	1 672	1 775	-5,8%	-6,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(769)	(736)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	903	1 039	-13,1%	-15,2%

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

<i>En TWh</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %
Ventes de gaz	83,2	88,3	-5,8%
Ventes d'électricité	38,8	39,0	-0,5%

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

<i>En TWh</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique	(3,6)	(2,9)	(0,7)

(signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)

Le chiffre d'affaires du secteur France hors Infrastructures s'établit à 15 854 millions d'euros, en hausse brute de 5,7% et de 4,4% en organique. Cette croissance organique s'explique par la hausse du chiffre d'affaires dans le segment de l'électricité BtoC et les activités de services BtoB. Les acquisitions dans les services BtoB contribuent aussi sensiblement à la croissance brute (notamment Powerlines, Pierre Guérin, Endel SRA et Sodelem).

Par rapport à l'an dernier, les volumes de ventes de gaz dans le segment BtoC diminuent de 5,1 TWh – dont 0,7 TWh sont imputables à un effet température négatif – principalement du fait de la fin des tarifs réglementés du gaz. Le portefeuille d'électricité BtoC enregistre une progression significative de 1,6 TWh, tandis que les volumes issus de la production électrique et de France Réseaux chutent de 1,8 TWh.

Le résultat opérationnel courant s'établit à 903 millions d'euros, en recul brut de 13,1% et de 15,2% en organique. Ce repli est principalement dû à la baisse des marges DBSO (*Develop, Build, Share & Operate*) en 2019 et au segment BtoC, qui reflète principalement une hausse des charges d'exploitation (Opex) afin de soutenir le développement des offres de marché gaz et électricité. Les résultats de 2019 pâtissent également de l'impact d'une plus faible production d'origine hydraulique. Ces sous-performances sont partiellement contrebalancées par la hausse des prix de l'hydroélectricité, l'augmentation de la production dans l'éolien et le solaire, et une bonne performance organique des activités BtoB du fait de nouveaux contrats et d'une amélioration de la rentabilité.

6.1.1.2.1.2 Infrastructures France

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	5 569	5 450	+2,2%	+0,1%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	6 548	6 575	-0,4%	
EBITDA	3 539	3 554	-0,4%	-0,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 582)	(1 536)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	1 957	2 018	-3,0%	-2,8%

Le chiffre d'affaires du secteur Infrastructures France s'établit à 5 569 millions d'euros, en hausse de 119 millions d'euros par rapport à 2018. Cette croissance est due à l'activité de *terminalling*, dont l'évolution reflète l'externalisation des activités GNL et la hausse des tarifs dans les activités de distribution, ainsi qu'à l'activité de transmission, bien que, dans ce dernier cas, la hausse soit limitée par le lissage des tarifs et une baisse de la capacité souscrite. Ces effets favorables sont partiellement contrebalancés par l'activité de stockage, avec une réduction des opérations d'achat/vente en France suite à l'entrée en vigueur d'une nouvelle réglementation en 2018, dont les incidences sont compensées par les activités internationales.

Le résultat opérationnel courant s'établit à 1 957 millions d'euros pour la période, en diminution organique de 2,8%. Cette baisse est imputable, dans l'activité de transmission, à un effet prix négatif en France – principalement lissage des tarifs – et en Allemagne. Dans une moindre mesure, l'activité de stockage est affectée par des pénalités clients en France, en raison d'une détérioration temporaire de la performance opérationnelle, et par des effets prix négatifs en Allemagne ; l'activité de *terminalling*, elle, l'est par la révision des tarifs. La croissance dans l'activité de distribution contrebalance partiellement ces effets, la douceur du climat et autres évolutions liées aux charges d'exploitation étant plus que compensées par la hausse des tarifs.

6.1.1.2.2 Reste de l'Europe

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	17 270	16 946	+1,9%	+2,4%
EBITDA	1 750	1 081	+61,9%	+59,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 066)	(1 036)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	684	46		

Le chiffre d'affaires dans le reste de l'Europe s'élève à 17 270 millions d'euros, en hausse organique de 2,4%, principalement du fait des activités Approvisionnement et Solutions Clients, tandis que le chiffre d'affaires des activités Thermique, lui, accuse un recul.

Les activités Approvisionnement profitent d'effets prix positifs en Belgique, aux Pays-Bas et en Roumanie, partiellement neutralisés par les activités Approvisionnement au Royaume-Uni et en Allemagne, en raison de la cession du portefeuille de commercialisation aux clients professionnels outre-Rhin en 2018.

La hausse observée dans les Solutions Clients émane principalement du segment de l'efficacité énergétique et des installations en Belgique, de l'Europe centrale qui bénéficie d'effets de périmètre positifs en Allemagne, notamment à la suite de l'acquisition d'OTTO (janvier 2019) et de la croissance organique en Espagne, essentiellement dans les activités d'installation.

Le résultat opérationnel courant ressort à 684 millions d'euros, en croissance brute de 639 millions d'euros. Cette croissance est principalement portée par les activités Nucléaire et par une légère hausse des Renouvelables. Les Solutions Clients demeurent stables par rapport à l'an dernier, tandis que l'Approvisionnement, les Infrastructures et le Thermique accusent un repli.

Alors que 2018 avait été marquée par un grand nombre d'interruptions non planifiées, les activités Nucléaire bénéficient de taux de disponibilité plus élevés en Belgique, ainsi que de meilleurs prix captés. Les activités Renouvelables profitent des bonnes performances de l'éolien terrestre au Benelux.

Les Solutions Clients enregistrent une baisse de la contribution des activités non adossées à des actifs, en raison d'un recul significatif constaté notamment au Royaume-Uni et au Benelux du fait de renégociations de contrats et de contrats historiques déficitaires. Elles affichent toutefois de meilleurs résultats dans les activités adossées à des actifs, principalement dans la BU Génération Europe grâce aux unités de cogénération, ainsi que dans la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est en Italie et en Allemagne.

Le repli enregistré dans les activités Thermique s'explique principalement par des effets ponctuels positifs plus élevés en 2018, la baisse des *spreads* de charbon étant partiellement compensée par l'amélioration des *spreads* de gaz et le rétablissement du marché de capacités au Royaume-Uni. Les activités de commercialisation sont en baisse au Benelux et au Royaume-Uni et les activités Infrastructures sont en baisse en Allemagne.

6.1.1.2.3 Amérique latine

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	5 341	4 639	+15,1%	+10,9%
EBITDA	2 221	1 789	+24,2%	+19,1%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(527)	(430)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	1 694	1 359	+24,6%	+20,2%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique latine s'établit à 5 341 millions d'euros, en hausse brute de 15,1% et en progression organique de 10,9%. La croissance brute englobe l'effet positif de l'acquisition d'une entité dans les Solutions Clients à la fin de l'année dernière (CAM), partiellement contrebalancé par un effet de change net négatif, la dépréciation du réal brésilien (-2,4%) et du peso argentin (-36,0%) étant en partie atténuée par l'appréciation du dollar américain (+5,5%), du peso mexicain (+5,3%) et du sol péruvien (+3,9%). Au Chili, l'activité est positivement impactée par la montée en puissance de nouveaux contrats de vente d'électricité avec des sociétés de distribution. Au Brésil, la croissance organique est principalement due à la mise en service de nouveaux parcs éoliens et solaires et d'une nouvelle centrale

thermique, ainsi qu'à l'effet de l'inflation sur les contrats de vente d'électricité.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 1 694 millions d'euros, en hausse brute de 24,6% et de 20,2% en organique. La croissance brute bénéficie de l'impact positif lié à l'acquisition d'une entité de transport de gaz (TAG) au Brésil en juin 2019. La croissance organique, elle, est due à l'impact favorable des dommages et intérêts perçus au Chili et au Brésil en 2019, et aux effets organiques positifs précédemment mentionnés pour le chiffre d'affaires. Ces impacts sont partiellement compensés par un effet ponctuel positif enregistré en 2018 au Mexique.

6.1.1.2.4 États-Unis & Canada

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 545	3 355	+35,5%	+10,1%
EBITDA	291	252	+15,6%	+4,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(132)	(99)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	159	153	+3,9%	-5,5%

Le **chiffre d'affaires** du secteur États-Unis & Canada atteint 4 545 millions d'euros, en hausse brute de 35,5%. Outre des effets de change positifs, il bénéficie d'effets entrants liés aux acquisitions récentes dans les Solutions Clients et la Commercialisation BtoB (Plymouth Rock) aux États-Unis. Cette progression de 10,1% en organique s'explique principalement par les effets prix positifs dans les ventes d'électricité aux clients professionnels aux États-Unis, sans impact sur le résultat opérationnel courant.

Le **résultat opérationnel courant** ressort à 159 millions d'euros, en recul organique de 5,5% par rapport à 2018. Cette évolution est le fait d'une baisse de performance opérationnelle dans les Solutions Clients en raison de contrats déficitaires, des coûts de lancement d'ENGIE Impact, et de la baisse des prix de capacités dans les activités Thermique. Ces effets sont partiellement compensés par la montée en puissance des activités Renouvelables aux États-Unis, qui comprend la cession partielle DBSO d'un projet éolien (Live Oak) et la contribution de deux projets éoliens mis en service en 2019.

6.1.1.2.5 Moyen-Orient, Asie & Afrique

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	2 914	4 014	-27,4%	-6,7%
EBITDA	727	1 133	-35,9%	-12,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(168)	(237)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	559	896	-37,6%	-9,1%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Moyen-Orient, Asie & Afrique atteint 2 914 millions d'euros, ce qui représente une diminution brute de 27,4% et un recul organique de 6,7%. Ce repli brut s'explique principalement par la cession de Glow (Thaïlande) en mars 2019, par une performance plus faible dans les activités d'Approvisionnement (notamment Simply Energy en Australie), ainsi que par une baisse du chiffre d'affaires des Solutions Clients en Afrique et en Australie. Cette diminution est partiellement compensée par des acquisitions au Moyen-Orient (Cofely Besix) et en Asie (RCS Engineering), ainsi que par des effets de change positifs.

Les ventes d'électricité, en baisse de 27 TWh, s'élèvent à 16,8 TWh, avec des volumes réduits principalement en raison de la cession de Glow et de Loy Yang B.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 559 millions d'euros, en recul brut de 37,6% et de 9,1% en organique. Cette baisse brute s'explique par l'impact négatif de la cession de Glow et de Loy Yang B, en partie compensé par des effets de change positifs. Le repli organique reflète notamment les difficultés (i) des activités d'Approvisionnement en Australie et en Afrique, (ii) des Infrastructures, liées à une reprise de provision positive en 2018 en Turquie, et dans une moindre mesure, (iii) des Services. Ce résultat est partiellement compensé par la contribution positive de la production thermique et par l'impact positif des activités Renouvelables, y compris les dommages et intérêts perçus pour le parc éolien de Willogoleche en Australie.

6.1.1.2.6 Autres

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	8 565	7 565	+13,2%	+7,5%
EBITDA	166	119	+39,7%	-9,9%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(397)	(476)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	(231)	(357)	+35,4%	+23,5%

Le secteur reportable Autres englobe (i) GEM, (ii) Tractebel, (iii) GTT, (iv) Hydrogène, ainsi que (v) les activités holdings et corporate du Groupe, qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, Entreprises & Collectivités (E&C) et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Le **chiffre d'affaires** de ce secteur s'élève à 8 565 millions d'euros, en hausse brute de 13,2% (soit 1 000 millions d'euros) par rapport à 2018, principalement grâce aux activités de GEM sous l'effet d'un contexte de marché favorable et d'E&C principalement en raison d'une augmentation des volumes d'électricité et des prix moyens (soit une hausse brute de 910 millions d'euros pour GEM et E&C).

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à -231 millions d'euros, soit une hausse de 126 millions d'euros par rapport à 2018. Cette progression est principalement due à GEM, à sa surperformance sur les activités de marché, au transfert partiel d'un contrat d'approvisionnement en gaz, aux renégociations des contrats de gaz, ainsi qu'à l'acquisition de Certinergy en février 2019, partiellement contrebalancée par le recul de performance du stockage sur des marchés baissiers. Le résultat opérationnel courant bénéficie également d'effets ponctuels positifs chez SUEZ et dans Link 2018. Ces impacts favorables sont partiellement neutralisés par un déclin des marges de Tractebel Engineering.

6.1.1.3 Autres éléments du compte de résultat

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	5 726	5 154	+11,1%
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(426)	(223)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	5 300	4 932	+7,5%
Pertes de valeur	(1 770)	(1 798)	
Restructurations	(218)	(162)	
Effets de périmètre	1 604	(150)	
Autres éléments non récurrents	(1 240)	(147)	
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	3 676	2 674	+37,5%
Résultat financier	(1 387)	(1 414)	
Impôts sur les bénéfices	(640)	(702)	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	1 649	558	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	-	1 067	
RÉSULTAT NET	1 649	1 624	+1,5%
Résultat net part du Groupe	984	1 029	
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>	984	(14)	
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>	-	1 043	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	664	595	
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	664	572	
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	-	24	

Le **résultat des activités opérationnelles (RAO)** s'établit à 3 676 millions d'euros, en hausse par rapport au 31 décembre 2018 principalement en raison (i) des gains enregistrés sur des cessions d'actifs (essentiellement liés à la cession de la participation d'ENGIE dans Glow), (ii) d'une amélioration du résultat opérationnel courant, (iii) partiellement compensés par la comptabilisation de coûts additionnels liés à la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique.

Le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 1 770 millions d'euros (contre 1 798 millions d'euros au 31 décembre 2018) portant essentiellement sur les actifs nucléaires en Belgique (dont 638 millions d'euros comptabilisés au titre de la révision triennale des provisions nucléaires sur les actifs de démantèlement des unités non prolongeables, en contrepartie de la provision) et sur des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine et au Moyen-Orient. (cf. Note 9.1) ;

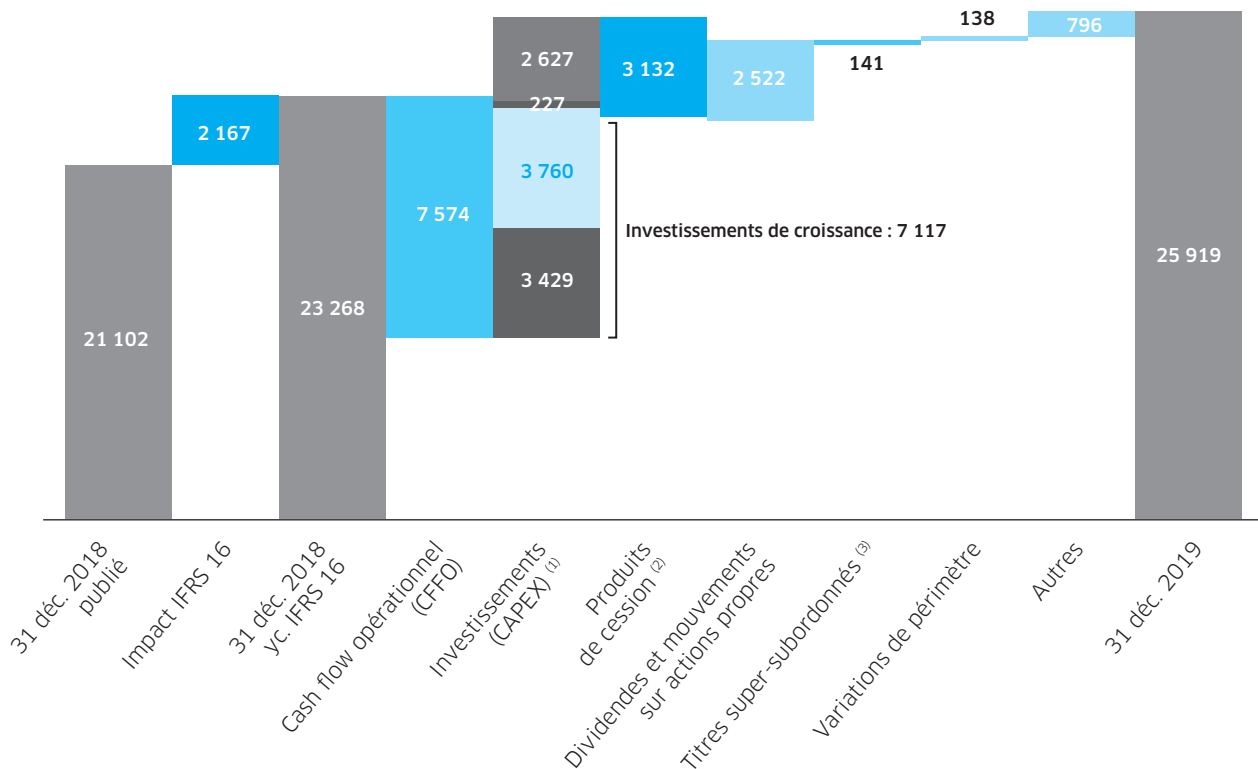
- des charges de restructuration de 218 millions d'euros (contre 162 millions d'euros au 31 décembre 2018) (cf. Note 9.2) ;
- des «Effets de périmètre» qui s'élèvent à +1 604 millions d'euros comprenant le résultat relatif à la cession de la participation d'ENGIE dans Glow ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -1 240 millions d'euros comprenant principalement la charge nette de -1 166 millions d'euros liée à l'augmentation de la provision pour gestion de l'aval de cycle du combustible nucléaire dans le cadre de la révision des provisions nucléaires en Belgique.

Le **résultat financier** s'élève à -1 387 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre -1 414 millions d'euros au 31 décembre 2018 (cf. Note 10).

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2019 s'établit à -640 millions d'euros (contre -702 millions d'euros au 31 décembre 2018). Elle comprend un produit d'impôt de 471 millions d'euros relatifs à des éléments non récurrents fiscalisés (contre 147 millions d'euros au 31 décembre 2018), principalement des pertes MtM comptabilisées par ENGIE SA. Le taux effectif d'impôt est en forte baisse (35,8% versus 78,1%) principalement en raison de l'absence d'imposition réalisée sur les résultats de cession (Glow). Retraité de ces éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant s'établit à 28,2% en 2019 contre 23,7% en 2018, en hausse en raison principalement de l'impact d'effets *one-off* plus positifs en 2018 qu'en 2019.

Les mouvements relatifs à l'endettement financier net sont les suivants :

En millions d'euros



(1) CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO.

(2) Hors produits de cession dans le cadre des activités DBSO.

(3) Cf. Note 18.2.1 «Émission de titres super-subordonnés».

(1) Net de l'impact des cessions dans le cadre des activités de DBSO.

Le **résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à +664 millions d'euros, contre +595 millions d'euros au 31 décembre 2018. Cette variation résulte principalement de moindres pertes de valeur sur les actifs charbon en Allemagne partiellement compensées par l'effet de la déconsolidation de la participation d'ENGIE dans Glow à compter du 14 mars 2019 suite à sa cession.

6.1.1.4 Évolution de l'endettement financier net

L'**endettement financier net** s'établit à 25,9 milliards d'euros, en hausse de 2,7 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2018. Cette hausse est principalement due (i) aux investissements de la période (10,0 milliards d'euros ⁽¹⁾, incluant notamment 1,5 milliard d'euros au titre de l'acquisition de TAG au Brésil), (ii) aux versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,8 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,7 milliard d'euros) et (iii) à d'autres éléments (0,6 milliard d'euros), principalement liés aux effets de change, aux nouveaux droits d'utilisation de biens pris en location et aux variations de valeur de marché des instruments financiers dérivés. Ces éléments sont partiellement compensés (i) par la génération de cash-flow des opérations (7,6 milliards d'euros) et (ii) par les effets du programme de rotation de portefeuille (3,0 milliards d'euros, principalement liés à la finalisation de la cession de la participation dans Glow).

Le ratio dette nette sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2019 à 2,50 :

En millions d'euros	31 déc. 2019	1 ^{er} janv. 2019 y compris IFRS 16
Endettement financier net	25 919	23 268
EBITDA	10 366	9 702
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	2,50	2,40

Le ratio dette nette économique sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2019 à 3,96 :

En millions d'euros	31 déc. 2019	1 ^{er} janv. 2019 y compris IFRS 16
Dette nette économique	41 078	35 669
EBITDA	10 366	9 702
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	3,96	3,68

6.1.1.4.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

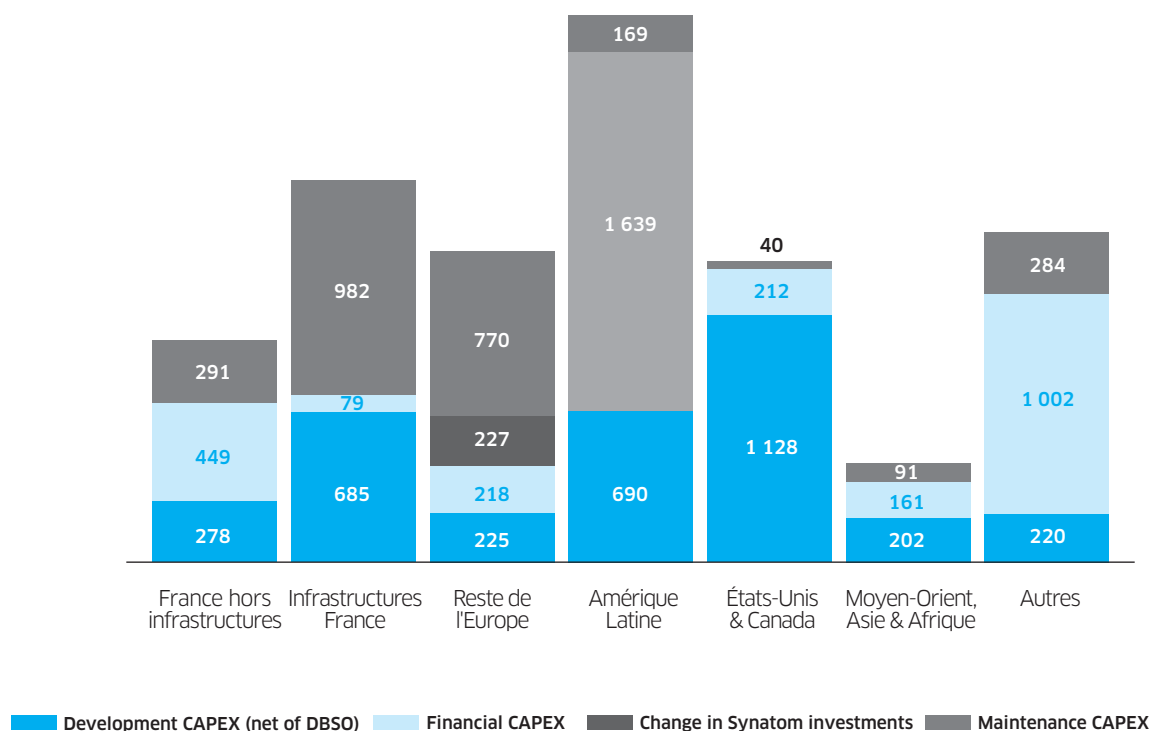
Le *cash flow des opérations* (CFFO) s'établit à 7,6 milliards d'euros, en recul de 0,2 milliard d'euros. Cette évolution s'explique principalement par la variation temporaire du besoin en fonds de roulement (-1,2 milliard d'euros) liée aux appels de marge sur produits dérivés et à la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés. Ces éléments sont partiellement compensés par l'augmentation des flux

de trésorerie opérationnels (0,9 milliard d'euros) et par de moindres décaissements d'impôts (0,2 milliard d'euros).

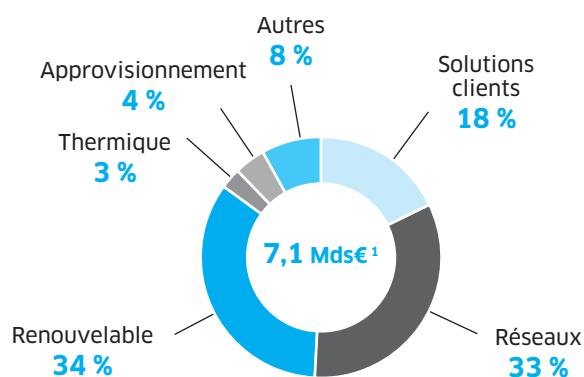
6.1.1.4.2 Investissements nets

Les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) s'élèvent à 10 042 millions d'euros et se détaillent comme suit par secteurs :

En millions d'euros



Les investissements de croissance s'élèvent à 7 117 millions d'euros et se détaillent comme suit par *Business Line* :



PRINCIPAUX PROJETS (Mds€)

Solutions clients	1,3
France - Acquisition de Powerlines & Pierre Guerin	0,3
Amérique du Nord - Acquisition de CONTI	0,2
NECST - Acquisition de OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co	0,2
Amérique du Nord - Acquisition de Genbright & Systecon	0,1
GEM & E&C - Acquisition de Certinergy	0,1
Réseaux	2,4
Acquisition de TAG	1,5
GRDF (Gazpar & développement du réseau)	0,5
Renouvelables	2,4
Amérique du Nord - développement en Eolien onshore	0,8
France Renouvelables, yc. acquisition de Vol-V	0,4
Brésil - Umburanas, Campo Largo & Jirau	0,3
Amérique du Nord - développement Solaire	0,2
Amérique Latine - Solaire Mexique	0,2
MESCAT, yc. Kadapa	0,2

(1) Net des cessions dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate, Synatom réaffecté aux investissements de maintenance.

La matrice géographies/*Business Lines* se détaille comme suit :

En millions d'euros	Solutions							TOTAL au 31 déc. 2019
	Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	
France	423	1 709	481	-	-	151	-	2 764
Reste de l'Europe	416	77	42	174	636	95	-	1 440
Amérique Latine	47	1 651	541	254	-	6	-	2 499
États-Unis & Canada	330	1	968	8	-	73	-	1 380
Moyen-Orient, Asie & Afrique	80	9	271	-	-	93	-	453
Autres	325	-	186	81	-	38	876	1 506
TOTAL CAPEX	1 621	3 446	2 488	517	636	457	876	10 042

En millions d'euros	Solutions							TOTAL au 31 déc. 2018
	Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	
France	469	1 617	237	-	-	148	-	2 471
Reste de l'Europe	357	58	18	143	750	104	-	1 430
Amérique Latine	145	129	1 024	456	-	4	-	1 758
États-Unis & Canada	350	-	461	1	-	100	5	918
Moyen-Orient, Asie & Afrique	84	10	239	214	-	69	-	616
Autres	131	-	6	-	-	28	284	449
TOTAL CAPEX	1 537	1 814	1 986	813	750	454	289	7 643

Les investissements nets de la période s'élèvent à 7 586 millions d'euros et comprennent :

- des investissements de croissance pour 7 117 millions d'euros. Ceux-ci proviennent principalement (i) de l'acquisition au Brésil d'une participation de 90% en consortium avec la Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) dans les Infrastructures (1 557 millions d'euros, y compris frais d'acquisition), en Amérique du Nord de la société de services énergétiques Conti (178 millions d'euros) et en Allemagne de la société d'installations et de services OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co (149 millions d'euros) dans les Solutions Clients, (ii) de développements de projets de fluidification et de développement du réseau de distribution et de transport de gaz en France (685 millions d'euros) dans les Infrastructures, (iii) d'investissements dans les activités Renouvelables réalisés dans le cadre du développement de champs éoliens et photovoltaïques aux États-Unis (environ 1 milliard d'euros), au Mexique (345 millions d'euros), au Brésil (307 millions d'euros), et en Inde (139 millions d'euros), et (iv) du financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 (433 millions d'euros) ;
- des investissements de maintenance bruts pour 2 627 millions d'euros ;
- de l'augmentation de 227 millions d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location enregistrés sur la période (539 millions d'euros) ;
- des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités pour 138 millions d'euros ; et
- des cessions représentant un montant de 3 132 millions d'euros et portant principalement sur la cession par le Groupe de sa participation dans la société Glow en Thaïlande.

6.1.1.5 Autres postes de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2019	1 ^{er} janvier 2019 y compris IFRS 16 & IFRIC 23	Variation nette
Actifs non courants	99 297	93 818	5 479
<i>Dont goodwill</i>	18 665	17 809	856
<i>Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes</i>	58 996	57 776	1 220
<i>Dont participations dans les entreprises mises en équivalence</i>	9 216	7 846	1 370
Actifs courants	60 496	61 994	(1 498)
<i>Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	468	3 809	(3 340)
Capitaux propres	38 037	40 930	(2 893)
Provisions	25 115	21 512	3 603
Dettes financières	38 544	34 345	4 199
Autres passifs	58 097	59 024	(928)
<i>Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	92	2 141	(2 049)

Les immobilisations (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 59,0 milliards d'euros, en hausse de 1,2 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2018. Cette variation résulte pour l'essentiel des acquisitions et développements de la période (+7,4 milliards d'euros), des écarts de conversion (+0,1 milliard d'euros), partiellement compensés par des amortissements (-4,3 milliards d'euros), des pertes

6.1.1.4.3 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 2 522 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 1 833 millions d'euros ; ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2018 (soit 0,75 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et exceptionnel et 0,86 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré) versé en mai 2019 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 538 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 150 millions d'euros et des mouvements sur actions propres.

6.1.1.4.4 Endettement financier net au 31 décembre 2019

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 74% en euros, 15% en dollars américains et 10% en real brésilien au 31 décembre 2019.

L'endettement financier net est libellé à 79% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 11,2 ans.

Au 31 décembre 2019, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,0 milliards d'euros.

de valeurs (-1,7 milliard d'euros), des variations de périmètre (-0,8 milliard d'euros), le classement d'actifs dans les énergies renouvelables au Mexique et de production de gaz vert en exploitation en France en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» (-0,4 milliard d'euros), des cessions (-0,2 milliard d'euros).

Les **goodwill** s'établissent à 18,7 milliards d'euros en hausse de 0,9 milliard d'euros essentiellement à la suite d'acquisitions réalisées notamment par les BU France BtoB, France Renouvelables, Europe du Nord, du Sud et de l'Est, et Amérique Latine, partiellement compensées par la comptabilisation de pertes de valeurs au titre de la cession des centrales au charbon en Allemagne et aux Pays-Bas (cf. Note 4.1.2).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 38,0 milliards d'euros, en baisse de -2,9 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2018. Cette diminution provient essentiellement du versement de dividendes en numéraire (-2,3 milliards d'euros, dont 1,8 milliard d'euros de dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires et 0,5 milliard d'euros versés à des participations ne donnant pas le contrôle), des autres éléments du résultat global (-1,8 milliard d'euros) et de l'effet de la déconsolidation de Glow suite à sa cession (-0,5 milliard d'euros), partiellement compensés par le résultat net de la période (+1,6 milliard d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 25,1 milliards d'euros, en hausse de 3,6 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2018. Cette augmentation provient principalement de l'impact de la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique (+2,1 milliards d'euros) (cf. Note 19), des pertes actuarielles sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme (+1,1 milliard d'euros) en raison de la baisse des taux d'actualisation sur la période (cf. Note 20).

Les actifs et passifs classés sur les lignes «**Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente**» et «**Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente**» se composent au 31 décembre 2019 d'actifs dans les énergies renouvelables au Mexique et de production de gaz vert en exploitation en France.

6.1.1.6 Ajustement de l'information comparative

Les chiffres 2018 présentés ci-avant de ce rapport d'activité ont été ajustés au titre :

- de l'application de la position de l'IFRIC sur la comptabilité de dérivés sur matières premières conduisant le Groupe à revoir la présentation de certains éléments du compte de résultat (sans impact sur le résultat net, les capitaux propres ou l'indicateur de résultat opérationnel courant utilisé dans le dialogue de gestion et la communication financière) (cf. *retraitements présentés dans la Note 1 des états financiers consolidés*) ;
- de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 – *Contrats de location* (cf. ci-dessous) ; afin de les rendre comparables aux chiffres 2019.

Les ajustements relatifs à l'application de la norme IFRS 16, sur le compte de résultat et sur certains indicateurs clés du Groupe, sont présentés ci-après.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018 nouvelle présentation ⁽¹⁾	IFRS 16	31 déc. 2018 nouvelle présentation y compris IFRS 16
Compte de résultat			
CHIFFRE D'AFFAIRES	56 967	-	56 967
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(38 660)	466	(38 194)
Charges de personnel	(10 624)	-	(10 624)
Amortissements, dépréciations et provisions	(3 586)	(438)	(4 024)
Impôts et taxes	(1 069)	1	(1 068)
Autres produits opérationnels	1 514	-	1 514
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	4 542	29	4 571
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	361	-	360
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4 903	29	4 932
Pertes de valeur	(1 798)	-	(1 798)
Restructurations	(162)	-	(162)
Effets de périmètre	(150)	-	(150)
Autres éléments non récurrents	(147)	-	(147)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	2 645	29	2 674
RÉSULTAT FINANCIER	(1 381)	(33)	(1 414)
Impôt sur les bénéfices	(704)	2	(702)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	560	(2)	558
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	1 069	(2)	1 067
RÉSULTAT NET	1 629	(4)	1 624
Résultat net part du Groupe	1 033	(4)	1 029
<i>dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>	(12)	(2)	(14)
<i>dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>	1 045	(2)	1 043
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	595	-	595
<i>dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	572	-	572
<i>dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	24	-	24
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	0,37	(0,00)	0,37
<i>dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action</i>	(0,07)	(0,00)	(0,07)
<i>dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action</i>	0,44	(0,00)	0,44
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	0,37	(0,00)	0,37
<i>dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>	(0,07)	(0,00)	(0,07)
<i>dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>	0,43	(0,00)	0,43
EBITDA	9 236	467	9 702
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	5 126	29	5 154
RÉSULTAT NET RÉCURRENT	3 238	(4)	3 234
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE	2 425	(4)	2 421
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES PART DU GROUPE	2 458	(2)	2 455

(1) Données comparatives au 31 décembre 2018 reclassées en conformité avec la nouvelle présentation adoptée par le Groupe suite à l'application de la position de l'IFRIC sur la comptabilité de dérivés sur matières premières.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018 publié	IFRS 16	31 déc. 2018 y compris IFRS 16
Flux de trésorerie			
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	7 300	437	7 736

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018 publié	IFRS 16 & IFRIC 23	1 ^{er} janv. 2019 y compris IFRS 16 & IFRIC 23
État de la situation financière			
DETTE NETTE	21 102	2 167	23 268
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE	35 590	79	35 669
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	51 412	2 156	53 568

Les modalités d'application de la norme IFRS 16 et ses incidences sur l'état de la situation financière au 1^{er} janvier 2019 sont présentées dans la Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés».

6.1.1.7 Comptes sociaux

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux d'ENGIE SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2019, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 17 282 millions d'euros, en décroissance par rapport à 2018 (27 833 millions d'euros), du fait principal de la diminution des ventes de gaz aux autres opérateurs gaziers.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à -931 millions d'euros au 31 décembre 2019, en amélioration de 127 millions d'euros par rapport à l'exercice 2018 où il était de -1 058 millions d'euros. La marge énergie s'apprécie de 143 millions d'euros, grâce à la diminution du coût des approvisionnements et au maintien de la progression de l'activité électricité.

Le résultat financier est de 1 192 millions d'euros, en diminution de 2 525 millions d'euros par rapport à 2018 où les distributions de

dividendes et revenus des créances rattachées étaient supérieurs de 2 449 millions d'euros.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel négatif de -835 millions d'euros principalement constitué des dépréciations sur titres de participation.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 377 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 549 millions d'euros à la clôture précédente) incluant un produit d'intégration fiscale de 294 millions d'euros.

Le résultat net ressort à -196 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 34 594 millions d'euros contre 36 616 millions d'euros à fin 2018, soit une diminution de -2 022 millions d'euros qui s'explique principalement par la perte de l'exercice 2019 (-196 millions d'euros) et le paiement de dividendes pour un impact de -1 833 millions d'euros.

Au 31 décembre 2019, les dettes financières ressortent à 39 234 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 9 891 millions d'euros (dont 7 753 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Informations relatives aux délais de paiement

En application de l'article D4 41-4 du Code de commerce, les sociétés dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux

comptes doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs et de leurs clients, afin de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement.

INFORMATIONS RELATIVES AUX DÉLAIS DE PAIEMENT DES FOURNISSEURS ET DES CLIENTS MENTIONNÉS À L'ARTICLE D. 441-4 DU CODE DE COMMERCE

En millions d'euros	Article D. 441 I.-1° : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.-2° : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours à 90 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	-					34 346	-					5 532 869
Montant total des factures concernées TTC	-	132,8	11,4	0,6	86,8	231,5	-	109,9	80,7	42,3	533,8	766,8
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,67%	0,06%	0,00%	0,43%	1,16%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice							-	0,54%	0,40%	0,21%	2,62%	3,76%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						325						1 203
Montant total des factures exclues						6,7						57,1
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal – article L. 441-6 ou article L. 443-1 du Code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement						-						Délais contractuels : 14 jours Délais légaux : 30 jours

6.1.2 Trésorerie et capitaux

6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur

Structure de l'endettement

L'endettement brut (hors découverts bancaires, coût amorti et dérivés) à fin 2019 s'élevé à 34,8 milliards d'euros, en hausse par rapport à fin 2018 et se compose principalement de financements obligataires pour 26,0 milliards d'euros et d'emprunts bancaires pour un montant de 5,3 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,3 milliard d'euros. Les emprunts à court terme billets de Trésorerie/titres négociables à court terme représentent 9% de la dette brute totale à fin 2019.

84% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et billets de trésorerie/titres négociables à court terme).

Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 24,0 milliards d'euros à fin 2019.

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 74% en euros, 15% en dollars américains et 10% en reals brésiliens à fin 2019.

Après impact des dérivés, 79% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 2,70%. La durée moyenne de la dette nette est de 11,2 ans à fin 2019.

Les principaux contrats sont portés par ENGIE SA et sont décrits à la Section 6.4 Comptes sociaux Note 10 - 11.2.1 & 11.2.2.

Principales opérations de l'année 2019

Les principales opérations de l'année 2019 impactant l'endettement financier net sont décrites dans la Note 17.3.3. de la Section 6.2 «Comptes consolidés». Par ailleurs, le Groupe a exercé la première option d'extension de la ligne de crédit syndiquée centralisée de 5,0 milliards d'euros, portant sa maturité à décembre 2024. La mise à jour annuelle du prospectus EMTN d'ENGIE de 25 milliards d'euros a reçu le visa n 19-590 de l'AMF en date du 23 décembre 2019.

Notations

ENGIE est noté par Standard & Poor's, Moody's et Fitch.

En avril 2019, S&P a confirmé sa notation long terme à A-, et amélioré la notation court de A-2 à A-1, reflétant la liquidité exceptionnelle du Groupe, avec perspective stable.

Fitch a actualisé son analyse en juin 2019 et a confirmé sa notation A/F1 avec une perspective stable.

En juin, Moody's a revu sa notation long terme à la baisse de A2 à A3 suite à la promulgation de la loi PACTE en France qui a entraîné la suppression du rehaussement d'un cran pour soutien de l'État français. Moody's a actualisé son analyse en décembre 2019 et a confirmé sa notation à A3/P-2, avec une perspective stable.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2019, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées (pouvant servir, entre autres, de lignes de back-up des programmes de billets de trésorerie/titres négociables à court terme) de 13,0 milliards d'euros. 96% de ces lignes sont gérées de façon centralisée et leur disponibilité n'est sujette à aucun covenant financier et n'est pas liée à une notation de risque crédit. Les contreparties de ces lignes sont bien diversifiées puisqu'aucune ne détient plus de 5% du total de ces lignes centralisées. À fin 2019, aucune ligne centralisée n'est utilisée.

Le Groupe met par ailleurs en place des financements dans certaines filiales dont la documentation comprend des ratios liés à leurs états financiers. Ces financements sont sans recours sur ENGIE SA ou le GIE ENGIE Alliance.

La définition ainsi que le niveau de ces ratios, également connus comme covenants financiers, sont déterminés en accord avec les prêteurs et peuvent éventuellement être revus durant la vie du prêt.

Les ratios les plus fréquents sont :

- *Debt Service Cover Ratio* = *Free Cash Flow* (Principal + charge d'intérêt) ou au service des intérêts (*Interest Cover Ratio* = EBITDA/charge d'intérêt) ;
- *Loan Life Cover Ratio* (actualisation au coût moyen de la dette des *Free Cash Flows* futurs divisée par le montant emprunté restant dû) ;
- *Dette/Equity* ratio ou maintien d'un montant minimal d'investissements en fonds propres (*Equity*).

Au 31 décembre 2019, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière, exceptées quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mises en œuvre.

6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements

Le Groupe estime que les besoins de fonds seront couverts par la trésorerie disponible et l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes. Il pourrait néanmoins recourir au marché des capitaux de manière opportuniste.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 3,9 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2020 (hors maturité des billets de trésorerie/titres négociables à court terme de 3,2 milliards d'euros). Il a par ailleurs une trésorerie de 10,8 milliards d'euros au 31 décembre 2019 (nette des découverts bancaires) et un montant de 13,0 milliards d'euros de lignes disponibles (non netté du montant des billets de trésorerie/titres négociables à court terme), dont 1,2 milliard d'euros à échéance 2020.

6.2 Comptes consolidés

6.2.1 États financiers consolidés	218		
6.2.2 Notes aux comptes consolidés	225		
NOTE 1 Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés	225	NOTE 15 Immobilisations corporelles	278
NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2019	231	NOTE 16 Instruments financiers	282
NOTE 3 Participations dans les entreprises mises en équivalence	237	NOTE 17 Risques liés aux instruments financiers	299
NOTE 4 Principales variations de périmètre	245	NOTE 18 Éléments sur les capitaux propres	317
NOTE 5 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière	247	NOTE 19 Provisions	319
NOTE 6 Information sectorielle	252	NOTE 20 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	324
NOTE 7 Ventes	258	NOTE 21 Paiements fondés sur des actions	330
NOTE 8 Charges opérationnelles	261	NOTE 22 Transactions avec des parties liées	331
NOTE 9 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles	262	NOTE 23 Rémunération des dirigeants	332
NOTE 10 Résultat financier	264	NOTE 24 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs	332
NOTE 11 Impôts	265	NOTE 25 Contentieux et enquêtes	334
NOTE 12 Résultat par action	269	NOTE 26 Événements postérieurs à la clôture	338
NOTE 13 Goodwill	270	NOTE 27 Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	338
NOTE 14 Immobilisations incorporelles	276	NOTE 28 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises	339

6.2.1 États financiers consolidés

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019 ⁽¹⁾	31 déc. 2018 ^{(1) (2)}
CHIFFRE D'AFFAIRES	6.2 & 7	60 058	56 967
Achats et dérivés à caractère opérationnel	8.1	(39 950)	(38 660)
Charges de personnel	8.2	(11 478)	(10 624)
Amortissements, dépréciations et provisions	8.3	(4 393)	(3 586)
Impôts et taxes		(1 108)	(1 069)
Autres produits opérationnels		1 670	1 514
Résultat opérationnel courant y compris MTM opérationnel		4 800	4 542
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	500	361
Résultat opérationnel courant y compris MTM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	5 300	4 903
Pertes de valeur	9.1	(1 770)	(1 798)
Restructurations	9.2	(218)	(162)
Effets de périmètre	9.3	1 604	(150)
Autres éléments non récurrents	9.4	(1 240)	(147)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	9	3 676	2 645
Charges financières		(2 300)	(1 981)
Produits financiers		913	600
RÉSULTAT FINANCIER	10	(1 387)	(1 381)
Impôt sur les bénéfices	11	(640)	(704)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		1 649	560
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	1 069
RÉSULTAT NET		1 649	1 629
Résultat net part du Groupe		984	1 033
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>		984	(12)
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>		-	1 045
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		664	595
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		664	572
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		-	24
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	12	0,34	0,37
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action</i>		0,34	(0,07)
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action</i>		-	0,44
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	12	0,34	0,37
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		0,34	(0,07)
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		-	0,43

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2019 Quote-part du Groupe	31 déc. 2019 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2018 ⁽¹⁾	31 déc. 2018 Quote-part du Groupe ⁽¹⁾	31 déc. 2018 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		1 649	984	664	1 629	1 033	595
Instruments de dette	16.1	48	48	-	29	29	-
Couverture d'investissement net	17	29	29	-	7	7	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	17	(229)	(232)	3	(175)	(184)	9
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	17	(744)	(808)	64	(18)	7	(26)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	11	240	261	(21)	48	43	5
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(250)	(239)	(11)	201	201	-
Écarts de conversion		(45)	32	(78)	22	(54)	77
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		-	-	-	36	39	(3)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		(953)	(910)	(43)	150	88	62
Instruments de capitaux propres	16.1	103	103	-	42	42	-
Pertes et gains actuariels	20	(1 128)	(1 040)	(88)	(245)	(247)	1
Impôts différés sur éléments ci-dessus	11	255	232	22	58	58	-
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(31)	(31)	-	(43)	(45)	2
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		-	-	-	(3)	(1)	(2)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		(801)	(735)	(66)	(192)	(193)	2
RÉSULTAT GLOBAL		(105)	(660)	555	1 586	928	659

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État de la situation financière

ACTIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Actifs non courants			
Goodwill	13	18 665	17 809
Immobilisations incorporelles nettes	14	7 038	6 718
Immobilisations corporelles nettes	15	51 958	48 917
Autres actifs financiers	16	7 022	6 193
Instruments financiers dérivés	16	4 137	2 693
Actifs de contrats	7	15	-
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	9 216	7 846
Autres actifs non courants	24	384	474
Actifs d'impôt différés	11	860	1 066
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		99 297	91 716
Actifs courants			
Autres actifs financiers	16	2 546	2 290
Instruments financiers dérivés	16	10 134	10 679
Créances commerciales et autres débiteurs	7	15 180	15 613
Actifs de contrats	7	7 816	7 411
Stocks	24	3 617	4 158
Autres actifs courants	24	10 216	9 337
Trésorerie et équivalents de trésorerie	16	10 519	8 700
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	468	3 798
TOTAL ACTIFS COURANTS		60 496	61 986
TOTAL ACTIF		159 793	153 702

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

PASSIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Capitaux propres part du Groupe		33 087	35 551
Participations ne donnant pas le contrôle	2	4 950	5 391
TOTAL CAPITAUX PROPRES	18	38 037	40 941
Passifs non courants			
Provisions	19	22 817	19 194
Emprunts à long terme	16	30 002	26 434
Instruments financiers dérivés	16	5 129	2 785
Autres passifs financiers	16	38	46
Passifs de contrats	7	45	36
Autres passifs non courants	24	1 222	960
Passifs d'impôt différés	11	4 631	5 415
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		63 882	54 869
Passifs courants			
Provisions	19	2 298	2 620
Emprunts à court terme	16	8 543	5 745
Instruments financiers dérivés	16	10 446	11 510
Fournisseurs et autres créanciers	16	19 109	19 759
Passifs de contrats	7	4 286	3 598
Autres passifs courants	24	13 101	12 529
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	92	2 130
TOTAL PASSIFS COURANTS		57 874	57 891
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		159 793	153 702

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État des variations des capitaux propres

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2017	2 435 285 011	2 435	32 506	1 455	3 129	(915)	(1 088)	(883)	36 639	5 938	42 577
Impact IFRS 9 & 15 ⁽¹⁾		-	-	(122)	-	(270)	36	-	(357)	(99)	(455)
Reclassements des primes et coupons ⁽²⁾		-	-	(570)	570	-	-	-	-	-	-
CAPITAUX PROPRES AU 1^{ER} JANVIER 2018 ^{(1) (2)}	2 435 285 011	2 435	32 506	763	3 699	(1 184)	(1 053)	(883)	36 282	5 840	42 122
Résultat net				1 033					1 033	595	1 629
Autres éléments du résultat global				(193)		165	(78)		(106)	63	(42)
RÉSULTAT GLOBAL		-	-	840	-	165	(78)	-	928	659	1 586
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions		6	60	80					146	1	146
Annulation des titres d'autocontrôle		(6)		(75)				81	-	-	-
Dividendes distribués en numéraire				(1 739)					(1 739)	(882)	(2 621)
Achat/vente d'actions propres				(236)				342	105	-	105
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée ⁽²⁾				(11)	1 000				989	-	
Reclassement en dette et remboursement de titres super-subordonnés ⁽²⁾				(24)	(949)				(973)	-	(973)
Coupons des titres super-subordonnés				(123)					(123)	-	(123)
Transactions entre actionnaires				(34)					(34)	10	(24)
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾				-					-	(229)	(229)
Augmentations et réductions de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle				-					-	(6)	(6)
Autres variations		-	-	(29)	-	-	-	-	(30)	(2)	(31)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2018 ⁽⁴⁾	2 435 285 011	2 435	32 565	(590)	3 750	(1 019)	(1 130)	(460)	35 551	5 391	40 941

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2018 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018).

(2) Pour des raisons de clarté, il a été décidé de présenter dorénavant la valeur des titres super-subordonnés en valeur nominale alors qu'ils étaient précédemment inscrits sous déduction des primes et coupons. Ce changement est sans impact sur les capitaux propres. Les opérations de la période sont commentées dans la Note 19.2.1 «Émission de titres super-subordonnés» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

(3) Concerne essentiellement la déconsolidation d'ENGIE E&P International suite à sa cession (cf. Note 5.1.2 «Cession des activités d'exploration-production» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018) et le changement de méthode de consolidation d'Hazelwood (cf. Note 3.1 «Liste des principales filiales au 31 décembre 2018» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018).

(4) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2018 ⁽¹⁾	2 435 285 011	2 435	32 565	(590)	3 750	(1 019)	(1 130)	(460)	35 551	5 391	40 941
Impact IFRS 16 (cf. Note 1)				(7)	-	-	-	-	(7)	(4)	(11)
CAPITAUX PROPRES AU 1^{ER} JANVIER 2019 Y COMPRIS IFRS 16	2 435 285 011	2 435	32 565	(597)	3 750	(1 019)	(1 130)	(460)	35 544	5 386	40 930
Résultat net				984	-	-	-		984	664	1 649
Autres éléments du résultat global				(735)	-	(942)	32		(1 645)	(109)	(1 754)
RÉSULTAT GLOBAL				-	-	(942)	32		(660)	555	(105)
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				50					50	-	50
Dividendes distribués en numéraire ⁽²⁾			(1 096)	(738)					(1 833)	(453)	(2 286)
Achat/vente d'actions propres				(157)	-	-	-	157	-	-	-
Titres super-subordonnés ⁽²⁾				(172)	163				(9)		(9)
Transactions entre actionnaires				36					36	4	40
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾									-	(515)	(515)
Application de la norme IFRIC 23 chez SUEZ				(35)					(35)	-	(35)
Augmentations et réductions de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	(28)	(28)
Autres variations				(6)	-	-	-	-	(6)	1	(5)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2019	2 435 285 011	2 435	31 470	(1 369)	3 913	(1 961)	(1 098)	(303)	33 087	4 950	38 037

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 18 «Éléments sur capitaux propres».

(3) Concerne essentiellement la déconsolidation de Glow suite à sa cession (cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État de flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		1 649	1 629
- Résultat net des activités non poursuivies		-	1 069
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		1 649	560
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3	(500)	(361)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		773	572
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		7 083	5 085
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(1 579)	195
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		426	223
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(18)	105
- Charge d'impôt	11	640	704
- Résultat financier	10	1 387	1 381
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		9 863	8 464
+ Impôt décaissé		(575)	(757)
Variation du besoin en fonds de roulement	24.1	(1 110)	149
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		8 178	7 857
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	17
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		8 178	7 873
Investissements corporels et incorporels	5.6	(6 524)	(6 202)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5.6	(864)	(983)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5.6	(1 746)	(338)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	5.6	(595)	(283)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		134	114
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		2 676	2 865
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		14	2
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette		148	186
Intérêts reçus d'actifs financiers		28	26
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		67	52
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.6	(532)	(251)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		(7 193)	(4 813)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	(1 282)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(7 193)	(6 095)
Dividendes payés ⁽²⁾		(2 522)	(2 659)
Remboursement de dettes financières		(3 035)	(5 328)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		(135)	(289)
Intérêts financiers versés		(780)	(727)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		82	79
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(114)	(152)
Augmentation des dettes financières		6 622	4 724
Augmentation/diminution de capital		(1 372)	70
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée		1 478	989
Achat/vente de titres d'autocontrôle		-	104
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.6	(12)	(18)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		212	(3 207)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	1 279
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		212	(1 928)
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies ⁽³⁾		623	(78)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		-	(1)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		1 819	(229)
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		8 700	8 929
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		10 519	8 700

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 150 millions d'euros au 31 décembre 2019 (123 millions d'euros au 31 décembre 2018).

(3) Dont 619 millions d'euros d'actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net reclassés d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»), sans incidence sur l'endettement financier net.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

6.2.2 Notes aux comptes consolidés

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans.

Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1, place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 26 février 2020, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2019.

NOTE 1 Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement délégué (UE) n° 2019/980 de la Commission européenne du 14 mars 2019, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats d'ENGIE sont fournies pour les deux derniers exercices 2018 et 2019 et sont établies conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2019, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne ⁽¹⁾.

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2019 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2018 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2019

1.1.1.1 IFRS 16 – Contrats de location et IFRIC 23 – Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat

– IFRS 16 – Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié une nouvelle norme sur la comptabilisation des contrats de location. La norme IFRS 16 – Contrats de location remplace la norme IAS 17 – Contrats de location ainsi que les interprétations IFRIC 4 – Déterminer si un accord contient un contrat de location, SIC 15 – Avantages dans les contrats de location simple et SIC 27 – Évaluation de la substance des transactions impliquant la forme juridique d'un contrat de location.

Le nouveau texte requiert, côté preneur, que tous les engagements de location, pour lesquels la norme n'a pas prévu d'exemption en raison de leur courte durée et/ou de la faible valeur des actifs loués, soient inscrits au bilan, sans distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement. Précédemment, seuls ces derniers contrats étaient comptabilisés au bilan des preneurs. En conséquence, un montant représentant le droit d'utilisation de l'actif loué pendant la durée du contrat doit être constaté à l'actif du bilan et une dette correspondant à l'obligation de paiement des loyers fixes doit être reconnue au passif du bilan. Au compte de résultat, la charge d'amortissement du droit d'utilisation de l'actif et la charge financière relative aux intérêts sur la dette de loyers se substituent en partie à la charge opérationnelle constatée précédemment au titre des loyers. La présentation du tableau de flux de trésorerie est également impactée avec une amélioration des flux issus des activités opérationnelles au détriment des flux de trésorerie liés aux opérations de financement.

Côté bailleur, les principes comptables sont quasiment inchangés par rapport à IAS 17. Les bailleurs doivent continuer à classer les contrats de location en tant que contrats de location simple ou contrats de location-financement en application de principes similaires à ceux d'IAS 17. IFRS 16 n'a donc pas d'impact sur les contrats de location dans lesquels le Groupe est bailleur.

Le Groupe a adopté la norme IFRS 16 – Contrats de location au 1^{er} janvier 2019 et a appliqué la méthode rétrospective modifiée. Conformément aux prescrits de cette méthode, l'information comparative n'a pas été retraitée et l'effet cumulatif de l'application initiale a été comptabilisé en ajustement des capitaux propres d'ouverture de la période en cours.

Dans le cadre de la première application d'IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019, le Groupe a choisi d'utiliser les mesures de simplification suivantes prévues dans les dispositions transitoires de la norme :

- ne pas réexaminer les contrats que le Groupe avait précédemment analysés en application d'IAS 17 et d'IFRIC 4 pour déterminer s'ils contenaient ou non un contrat de location (clause dite de «grand-fathering»),
- imputer sur les droits d'utilisation les provisions pour contrats déficitaires comptabilisées dans l'état de la situation financière au 31 décembre 2018 (en lieu et place d'un test de perte de valeur),
- exclure les coûts directs initiaux de l'évaluation du droit d'utilisation,
- appliquer un taux d'actualisation unique à un portefeuille de contrats de location présentant des caractéristiques raisonnablement similaires, et
- utiliser les connaissances acquises a posteriori, par exemple pour déterminer la durée d'un contrat de location, lorsque ce contrat contient des options de prolongation ou de résiliation.

En revanche, le Groupe a fait le choix de ne pas exclure les contrats de location dont le terme se situe dans les 12 mois suivant la date de transition.

L'appréciation de la durée d'un contrat, en ce compris l'appréciation du caractère raisonnable de l'exercice d'une option de prolongation ou du non-exercice d'une option de résiliation, a été effectuée sur une base individuelle.

Le Groupe applique les exemptions de comptabilisation prévues par la norme et ainsi ne reconnaît pas de droits d'utilisation et de dettes de location pour les contrats d'une durée initiale inférieure ou égale à 12 mois («contrats de location à court terme»), ni pour les contrats de location dont l'actif sous-jacent est de faible valeur («actifs de faible valeur»).

(1) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT>

6 Informations financières

6.2 Comptes consolidés

Le Groupe n'applique pas les mesures de simplification permises par la norme relative à l'approche portefeuille pour un ensemble de contrats de location présentant des caractéristiques similaires, ni celle relative à la non-séparation des composantes location et service.

Les dettes de location ont été évaluées à la valeur actualisée des paiements des loyers restant dus, établie sur base du taux d'emprunt marginal du preneur au 1^{er} janvier 2019. Le taux d'emprunt marginal moyen pondéré appliqué aux dettes de location au 1^{er} janvier 2019

s'établit à 1,43% (pour plus d'information sur la méthodologie appliquée pour déterminer le taux d'emprunt marginal se référer à la Note 15 «Immobilisations corporelles»).

Les impacts, à la date de transition, des nouveaux actifs et passifs comptabilisés dans l'état de la situation financière et relatifs aux contrats de location pour lesquels le Groupe agit en tant que preneur, sont synthétisés ci-dessous :

<i>En millions d'euros</i>	1^{er} janv. 2019
Droits d'utilisation présentés en Immobilisations corporelles	3 045
Contrats de location-financement reclassés en droits d'utilisation	(905)
Autres actifs courants et non courants	(31)
TOTAL ACTIF	2 110
TOTAL CAPITAUX PROPRES	(11)
Dettes de location présentées en Emprunts à court et à long terme	2 167
Autres passifs courants et non courants	(46)
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	2 110

Les droits d'utilisation nouvellement comptabilisés concernent les types d'actifs suivants :

<i>En millions d'euros</i>	1^{er} janv. 2019
Immobilier	1 782
Véhicules	206
Autres	153
TOTAL	2 141

Concernant les contrats de location précédemment classés comme contrats de location-financement, le Groupe n'a pas modifié, à la date de la première application d'IFRS 16, et comme requis par la norme, la valeur comptable des actifs et passifs sous-jacents telle qu'elle était précédemment reconnue sous IAS 17. Ces engagements ont été reclassés en droits d'utilisation pour un montant net de 905 millions d'euros, principalement au titre de centrales électriques en Amérique Latine.

Dans le compte de résultat consolidé, l'extourne des charges de location comptabilisées au titre des contrats de location précédemment considérés comme des contrats de location simple entraîne une augmentation de l'EBITDA, des amortissements ainsi que des charges financières.

La différence entre (i) les engagements relatifs aux contrats de location simple selon IAS 17, dans lesquels ENGIE est preneur, et présentés dans les états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2018 (cf. Note 23.1 «*Information sur les contrats de location simple – ENGIE preneur*») pour un montant de 2 087 millions d'euros et (ii) le passif reconnu au titre des contrats de location sous IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 pour un montant de 2 546 millions d'euros correspond à (i) des engagements pour un

montant de 380 millions d'euros au titre de contrats précédemment classés en location-financement et (ii) à un effet actualisation à hauteur de 79 millions d'euros.

- IFRIC 23 – *Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat*
 L'interprétation IFRIC 23 – *Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat* clarifie l'application des dispositions de la norme IAS 12 – *Impôts sur le résultat*. Cette clarification s'applique aux aspects de comptabilisation et d'évaluation de l'impôt sur le résultat dès lors qu'il existe une incertitude relative au traitement d'un élément, tant au niveau de la détermination des bénéfices imposables (pertes fiscales déductibles), que des bases d'imposition, des déficits reportables, des crédits d'impôt non utilisés ou des taux d'imposition. Le Groupe a adopté l'interprétation IFRIC 23 – *Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat* au 1^{er} janvier 2019, sans retraitement de l'information comparative. L'impact sur les états financiers consolidés du Groupe est peu significatif.
- Incidences de l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 sur l'état de la situation financière consolidé au 1^{er} janvier 2019

Les impacts relatifs à la première application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 sur l'état de la situation financière au 1^{er} janvier 2019 sont présentés ci-dessous :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018 publié	IFRS 16 & IFRIC 23	1^{er} janv. 2019 y compris IFRS 16 & IFRIC 23
Actifs non courants			
<i>Goodwill</i>	17 809	-	17 809
Immobilisations incorporelles nettes	6 718	(7)	6 711
Immobilisations corporelles nettes	48 917	2 148	51 065
Autres actifs financiers	6 193	-	6 193
Instruments financiers dérivés	2 693	-	2 693
Participations dans les entreprises mises en équivalence	7 846	-	7 846
Autres actifs non courants	474	(39)	435
Actifs d'impôt différé	1 066	-	1 066
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	91 716	2 102	93 818
Actifs courants			
Autres actifs financiers	2 290	-	2 290
Instruments financiers dérivés	10 679	-	10 679
Créances commerciales et autres débiteurs	15 613	-	15 613
Actifs de contrats	7 411	-	7 411
Stocks	4 158	-	4 158
Autres actifs courants	9 337	(3)	9 334
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 700	-	8 700
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 798	11	3 809
TOTAL ACTIFS COURANTS	61 986	8	61 994
TOTAL ACTIF	153 702	2 110	155 812
Capitaux propres part du Groupe	35 551	(7)	35 544
Participations ne donnant pas le contrôle	5 391	(4)	5 386
TOTAL CAPITAUX PROPRES	40 941	(11)	40 930
Passifs non courants			
Provisions	19 194	-	19 194
Emprunts à long terme	26 434	1 777	28 211
Instruments financiers dérivés	2 785	-	2 785
Autres passifs financiers	46	-	46
Passifs de contrats	36	-	36
Autres passifs non courants	960	-	960
Passifs d'impôt différé	5 415	(4)	5 410
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	54 869	1 773	56 642
Passifs courants			
Provisions	2 620	(301)	2 318
Emprunts à court terme	5 745	389	6 134
Instruments financiers dérivés	11 510	-	11 510
Fournisseurs et autres créanciers	19 759	-	19 759
Passifs de contrats	3 598	-	3 598
Autres passifs courants	12 529	249	12 778
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2 130	11	2 141
TOTAL PASSIFS COURANTS	57 891	348	58 239
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	153 702	2 110	155 812

1.1.1.2 Autres normes, amendements ou interprétations

Les autres amendements et interprétations applicables à partir de 2019 n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe :

- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers : Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative* ;
- Amendements IAS 28 – *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises : Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises* ;
- Amendements IAS 19 – *Avantages du personnel : Modification, réduction ou liquidation de régime* ;
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2015-2017.

1.1.1.3 Autres textes

Dans sa décision de mars 2019, l'IFRS Interpretation Committee (IFRIC) a conclu que, compte tenu des caractéristiques d'un contrat portant sur l'achat ou la vente d'éléments non financiers, qualifié de dérivé au sens d'IFRS 9, et qui est réglé par une livraison physique, un tel contrat doit être comptabilisé sur la même ligne du compte de résultat, tant pour les variations de sa juste valeur, que pour les effets au moment de son dénouement physique.

Le Groupe est concerné par cette décision s'agissant des instruments financiers dérivés sur matières premières, électricité et gaz notamment, qu'il utilise à des fins de couvertures économiques mais qui ne sont pas qualifiés comme tels au sens des IFRS.

La pratique du Groupe consistait jusqu'alors à présenter la variation de juste valeur (*mark-to-market* ou MtM) des dérivés sur commodités, non qualifiés de négoce ou de couverture comptable au sens des IFRS, en dessous de l'agrégat du «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Au moment de leur dénouement physique, les gains ou pertes étaient

reclassés en résultat opérationnel, dans la même rubrique que l'élément économiquement couvert, permettant de présenter la performance opérationnelle des transactions concernées à leur cours couvert.

Suite à la décision de l'IFRIC, le Groupe a adapté, à partir de la clôture du 31 décembre 2019, sa pratique comptable – sans impact sur le résultat net, les capitaux propres ou l'indicateur de résultat opérationnel courant utilisé dans le dialogue de gestion et la communication financière. Le Groupe présente donc désormais les résultats latents au titre des instruments concernés, vendeurs ou acheteurs, sur la même ligne que les résultats réalisés lors de leur dénouement physique, dans la rubrique «Achats et dérivés à caractère opérationnel» au sein de l'agrégat désormais nommé «Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Ainsi :

- la rubrique MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel, précédemment présentée au sein du «Résultat des activités opérationnelles», est désormais intégrée au sein de la rubrique «Achats et dérivés à caractère opérationnel» ;
- les transactions de ventes de commodités donnant lieu à livraison physique et utilisées à des fins de couvertures économiques, entrant dans le champ d'IFRS 9 et précédemment présentées au sein du «Chiffre d'affaires sur autres contrats», sont désormais également présentées en déduction de la rubrique «Achats et dérivés à caractère opérationnel».

L'indicateur de gestion de la performance (ROC), qui est défini comme hors MtM opérationnel, est désormais calculé et réconcilié avec le «Résultat opérationnel courant y compris quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» dans la Note 5 «Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière».

Le Groupe a également décidé d'améliorer la présentation par nature des autres rubriques du «Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence», sans impact sur le total de cet agrégat.

La réconciliation entre l'ancienne et la nouvelle présentation du compte de résultat au 31 décembre 2018 est présentée ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2018 ancienne présentation	MtM opéra- tionnel ⁽¹⁾	Transactions de ventes de commodités ⁽²⁾	Impôts et taxes ⁽³⁾	Autres charges ⁽⁴⁾	31 déc. 2018 nouvelle présentation	
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	56 388	-	(221)	-	-	56 167	Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux
Chiffre d'affaires sur autres contrats	4 208	-	(3 408)	-	-	801	Chiffre d'affaires sur autres contrats
CHIFFRE D'AFFAIRES	60 596	-	(3 629)	-	-	56 967	CHIFFRE D'AFFAIRES
Achats	(32 190)	(223)	3 629	314	(10 190)	(38 660)	Achats et dérivés à caractère opérationnel
Charges de personnel	(10 624)	-	-	-	-	(10 624)	Charges de personnel
Amortissements, dépréciations et provisions	(3 586)	-	-	-	-	(3 586)	Amortissements, dépréciations et provisions
Impôts et taxes	-	-	-	(1 069)	-	(1 069)	Impôts et taxes
Autres charges opérationnelles	(10 981)	-	-	755	10 226	-	Autres charges opérationnelles
Autres produits opérationnels	1 550	-	-	-	(36)	1 514	Autres produits opérationnels
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	4 765	(223)	-	-	-	4 542	Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	361	-	-	-	-	361	Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	5 126	(223)	-	-	-	4 903	Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(223)	223	-	-	-	-	
Pertes de valeur	(1 798)	-	-	-	-	(1 798)	Pertes de valeur
Restructurations	(162)	-	-	-	-	(162)	Restructurations
Effets de périmètre	(150)	-	-	-	-	(150)	Effets de périmètre
Autres éléments non récurrents	(147)	-	-	-	-	(147)	Autres éléments non récurrents
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	2 645	-	-	-	-	2 645	RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

(1) Reclassement en «Achats» du résultat latent (mark-to-market) sur dérivés non qualifiés de trading.

(2) Reclassement en «Achats» du résultat réalisé sur contrats physiques de matières premières non qualifiés de contrats IFRS 15.

(3) Comptabilisation sur une seule ligne dédiée des effets d'impôts et taxes d'exploitation (hors cotisations sociales présentées au sein des charges de personnel et hors impôt sur les résultats présenté sur la ligne dédiée).

(4) Reclassement des autres charges opérationnelles en fonction de leur nature.

Le chiffre d'affaires sans adaptation de la pratique comptable suite à la décision de l'IFRIC se serait établi à 64 137 millions d'euros au 31 décembre 2019.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2020 et anticipés par le Groupe

- Amendements IFRS 9 – Instruments Financiers ; IAS 39 – Instruments Financiers : comptabilisation et évaluation ; IFRS 7 – Instruments Financiers – Informations à fournir – Réforme des taux d'intérêt de référence (cf. Note 17.1.5.2) ⁽¹⁾.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2020 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IFRS 3 – Regroupement d'entreprises : définition d'une activité ⁽¹⁾;
- Amendements IAS 1 – Présentation des états financiers et IAS 8 – Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs, etc. : définition du terme «significatif» ;
- IFRS 17 – Contrats d'assurance ⁽¹⁾.

Les analyses des incidences de l'application de ces normes et amendements sont en cours.

(1) Ces normes, amendements et interprétations n'étant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

1.2 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

1.2.1 Convention du coût historique

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros et préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IFRS 9.

1.2.2 Options retenues

1.2.2.1 Rappel des options de transition IFRS 1

Le Groupe, à l'occasion de la transition aux IFRS en 2005, a utilisé certaines options permises par IFRS 1. Les options qui ont encore un impact sur les états financiers concernent :

- les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1^{er} janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1^{er} janvier 2004.

1.2.2.2 Regroupement d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1^{er} janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

Depuis le 1^{er} janvier 2010, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

1.2.2.3 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les «Intérêts reçus d'actifs financiers non courants» sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les «Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie» sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sur les sociétés sont isolés.

1.2.3 Opérations en monnaies étrangères

1.2.3.1 Conversion des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction.

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

1.2.3.2 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

L'état de la situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens de la période. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en «écarts de conversion» au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.2.4 Utilisation d'estimations et du jugement

1.2.4.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans l'évaluation des instruments financiers et les tests de perte de valeur. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont été pris en considération par le Groupe dans les estimations comme les business plans et les différents taux d'actualisation utilisés à la fois pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révisé ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (cf. Note 4) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dite «en compteur» (cf. Note 7) ;

- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés (cf. Note 11) ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* (cf. Note 13), des immobilisations incorporelles (cf. Note 14) et des immobilisations corporelles (cf. Note 15) ;
- les instruments financiers (cf. Notes 16 et 17) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (cf. Notes 19 et 20).
- la comptabilisation dans le chiffre d'affaires des coûts d'acheminement facturés aux clients (cf. Note 7) ;
- la détermination des «activités normales», au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (cf. Note 16) ;
- déterminer si des accords contiennent des contrats de location (cf. Notes 15 et 16) ;
- les regroupements de secteurs opérationnels à effectuer pour la présentation des secteurs reportables ; et dans le cadre de la définition des différentes *Business Lines* (cf. Note 6).

1.2.4.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la Direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas de manière précise des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour :

- l'évaluation de la nature du contrôle (cf. Note 2) ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (cf. Note 7) ;

La liste des entités pour lesquelles le Groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 2 «Principales filiales au 31 décembre 2019» et dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Principes comptables

Les principes comptables sont présentés dans les notes auxquelles ils se rattachent, sous forme d'encart.

NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2019

Principes comptables

Le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d'IFRS 10 – *États financiers consolidés*. Le Groupe contrôle une entité, et la consolide en tant que filiale, si les trois critères suivants sont remplis :

- l'investisseur dispose de droits effectifs lui conférant la capacité de diriger les activités pertinentes de l'entité ;
- l'investisseur a droit et est exposé aux rendements variables de l'entité en raison de ses liens avec celle-ci ;
- l'investisseur peut utiliser son pouvoir de décision pour influencer sur ces rendements.

2.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2019

En application du règlement n° 2016-09 du 2 décembre 2016 de l'Autorité des Normes Comptables françaises, le Groupe met à disposition des tiers :

- la liste des entreprises comprises dans la consolidation ;

- la liste des entreprises exclues de la consolidation car leur incidence individuelle et cumulée sur les comptes consolidés est immatérielle. Elles correspondent à des sociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d'affaires, total des capitaux propres...), des coquilles juridiques, ou à des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet (www.engie.com, rubrique Investisseurs/Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (cf. Note 16.1.1.1) en tant que «Instruments de capitaux propres à la juste valeur».

La liste des principales filiales consolidées selon la méthode de l'intégration globale, présentée ci-après, a quant à elle été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA, résultat net et dette nette. Les principales participations mises en équivalence (associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Certaines sociétés, à l'instar d'ENGIE SA, d'ENGIE Energie Services SA, ou d'Electrabel SA, comportent des activités opérationnelles et des fonctions de siège rattachées managérialement à différents secteurs reportables. Dans les tableaux qui suivent, ces activités opérationnelles et fonctions de siège sont présentées au sein de leur secteur reportable respectif sous la dénomination de leur société d'origine suivie du signe (*).

FRANCE HORS INFRASTRUCTURES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2019	31 déc. 2018
ENGIE SA *	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Services à l'énergie, réseaux	France	100,0	100,0
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	49,9	49,9
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5

INFRASTRUCTURES FRANCE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2019	31 déc. 2018
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	74,6	74,6
Elengy	Terminaux méthaniers	France	74,6	74,6
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	54,1	54,1
Storengy France	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0

RESTE DE L'EUROPE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2019	31 déc. 2018
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0
Electrabel SA *	Production d'électricité, ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V. *	Production d'électricité, ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Service Nederland N.V. *	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energielösungen GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	-	100,0
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG *	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Kraftwerk Wilhelmshaven GmbH & Co. KG	Production d'électricité	Allemagne	-	57,0
ENGIE Supply Holding UK Limited	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Retail Investment UK Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0
Keepmoat Regeneration	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0

AMÉRIQUE LATINE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2019	31 déc. 2018
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	52,8	52,8
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7

ÉTATS-UNIS & CANADA

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2019	31 déc. 2018
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, gaz naturel, GNL, services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	Holding – société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Infinity Renewables	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	100,0
SoCore Energy LLC	Developpement et installations panneaux photovoltaïques	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Insight Service	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0

MOYEN-ORIENT, ASIE & AFRIQUE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2019	31 déc. 2018
Groupe Glow ⁽¹⁾	Production et distribution d'électricité	Thaïlande	-	69,1
UCH Power Limited	Production d'électricité	Pakistan	100,0	100,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0
Baymina Enerji A.S.	Production d'électricité	Turquie	95,0	95,0

(1) La cession du groupe Glow a été finalisée le 14 mars 2019 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

AUTRES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2019	31 déc. 2018
ENGIE SA *	Holding – société mère, Energy management trading, Ventes d'énergie, GNL	France	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Holding	France	100,0	100,0
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Solar	EPC solaire	France	100,0	100,0
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,4
Electrabel SA *	Holding, production d'électricité, Energy management trading	France, Belgique	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	Energy management trading	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Energy Management *	Energy management trading	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG	Holding	Suisse	100,0	100,0

2.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin de déterminer s'il a le contrôle sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Entités dans lesquelles le Groupe détient la majorité des droits de vote

GRTgaz (Infrastructures France) : 74,6%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient 24,8% du capital de GRTgaz, a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3e Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il détient le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) compte tenu de sa capacité à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et à prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

Entités dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote

Dans les entités où le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote, le jugement est exercé notamment au regard des éléments suivants pour apprécier l'existence d'un contrôle de fait :

- dispersion de l'actionariat : nombre de droits de vote détenus par le Groupe par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs et à leur dispersion ;
- historique des votes en Assemblée Générale : les pourcentages de droits de votes exprimés par le Groupe en Assemblée Générale au cours des dernières années ;
- gouvernance : représentation au sein de l'organe de gouvernance prenant les décisions stratégiques et opérationnelles portant sur les activités pertinentes ;
- règles de nomination des membres clés de la Direction ;
- relations contractuelles et transactions significatives.

Les principales entités consolidées en intégration globale dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote sont la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%) et Gaztransport & Technigaz (40,4%).

La Compagnie Nationale du Rhône («CNR» - France hors Infrastructures) : 49,98%

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98% et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2% ; le solde, soit 16,82%, étant dispersé auprès d'environ 200 collectivités locales. Compte tenu des dispositions actuelles de la loi «Murcef» selon lesquelles la CNR doit rester majoritairement publique, le Groupe ne peut disposer de plus de 50% du capital de la CNR. Le Groupe considère toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car il dispose de la majorité des droits de vote exprimés aux Assemblées Générales compte tenu de la forte dispersion de l'actionariat et de l'absence d'action de concert entre les actionnaires minoritaires.

Gaztransport & Technigaz («GTT» - Autres) : 40,4%

Depuis la mise en bourse de GTT en février 2014, ENGIE est le premier actionnaire de GTT avec une participation de 40,4% ; le flottant représentant environ 49% du capital. ENGIE dispose de la majorité des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales en raison de la forte dispersion de l'actionariat et de l'absence d'action de concert au sein de cet actionariat. Le Groupe détient également la majorité des sièges au Conseil d'Administration. L'analyse au regard des critères de la norme IFRS 10 conduit le Groupe à considérer qu'il détient le contrôle de fait sur GTT.

2.3 Filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives sur les capitaux propres et le résultat net au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

Noms	Activités	Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
		31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾	31 déc. 2019	31 déc. 2018
<i>En millions d'euros</i>									
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	25,4	25,4	89	99	1 076	1 133	120	158
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique Latine, Chili) ⁽²⁾	Production et ventes d'électricité – parc thermique	47,2	47,2	54	49	926	913	52	25
Groupe Glow (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Thaïlande) ⁽³⁾	Production et distribution d'électricité – parcs hydroélectrique, éolien et thermique	-	30,9	32	96	-	512	-	75
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie)	Distribution de gaz naturel, ventes d'énergies	49,0	49,0	47	43	533	512	14	18
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique Latine, Brésil) ⁽²⁾	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	177	170	520	473	94	206
ENGIE Energía Perú (Amérique Latine, Pérou) ⁽²⁾	Production et ventes d'électricité – parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	36	34	393	376	22	11
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) ⁽²⁾	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	59,6	59,6	75	63	343	339	73	59
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				154	41	1 159	1 131	78	331
TOTAL				664	595	4 950	5 391	453	882

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que les sociétés Gaztransport & Technigaz et ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs.

(3) La cession du groupe Glow a été finalisée le 14 mars 2019 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

2.3.1 Informations financières résumées sur les filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Les informations financières résumées de ces filiales sont indiquées dans le tableau ci-après sur une base à 100%. Ces informations sont des données avant éliminations intra-Groupe.

	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energia Chile		Groupe Glow ⁽¹⁾		Groupe ENGIE Romania	
	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
<i>En millions d'euros</i>								
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	2 275	2 298	1 180	1 028	255	1 354	1 436	1 231
Résultat net	325	389	103	94	93	262	95	87
Résultat net part du Groupe	236	283	49	45	61	165	49	44
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	(77)	(13)	9	49	(162)	41	(13)	(3)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	159	270	59	94	(101)	206	36	41
État de situation financière								
Actifs courants	689	918	546	364	-	3 278	613	626
Actifs non courants	10 403	10 404	2 707	2 700	-	(257)	809	787
Passifs courants	(1 016)	(921)	(322)	(271)	-	(950)	(277)	(312)
Passifs non courants	(6 097)	(6 198)	(1 025)	(910)	-	(835)	(65)	(64)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	3 979	4 204	1 907	1 882	-	1 237	1 080	1 037
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	1 076	1 133	926	913	-	512	533	512
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	967	1 213	467	249	93	421	71	109
Flux issus des activités d'investissement	(495)	(493)	(144)	(248)	(93)	(132)	(77)	(58)
Flux issus des activités de financement	(480)	(740)	(171)	(15)	(14)	(534)	(34)	(54)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE ⁽²⁾	(8)	(20)	152	(14)	(14)	(245)	(40)	(3)

(1) La cession du groupe Glow a été finalisée le 14 mars 2019 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

(2) Hors effet des variations de change et divers.

En millions d'euros	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energia Perú		Gaztransport & Technigaz	
	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 207	2 017	479	427	289	246
Résultat net	623	544	94	88	126	106
Résultat net part du Groupe	446	374	58	55	51	43
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	(93)	(119)	12	27	(1)	-
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	353	255	70	81	51	43
État de situation financière						
Actifs courants	1 533	1 045	295	255	343	319
Actifs non courants	5 792	4 232	1 714	1 728	452	491
Passifs courants	(1 345)	(907)	(177)	(174)	(174)	(166)
Passifs non courants	(3 757)	(2 983)	(802)	(824)	(46)	(74)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	2 224	1 388	1 029	985	575	570
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	520	473	393	376	343	339
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 045	875	237	195	139	168
Flux issus des activités d'investissement	(1 136)	(851)	(22)	(19)	(10)	(9)
Flux issus des activités de financement	436	89	(199)	(144)	(122)	(94)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE ⁽¹⁾	345	113	16	33	7	66

(1) Hors effet des variations de change et divers.

NOTE 3 Participations dans les entreprises mises en équivalence

Principes comptables

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées (entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable) et les coentreprises selon la méthode de la mise en

équivalence. Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de la situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 646	4 590
Participations dans les coentreprises	4 570	3 256
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	9 216	7 846
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	255	88
Quote-part du résultat net des coentreprises	245	273
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	500	361
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	(123)	132
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	(158)	26
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	(281)	158

Jugements significatifs

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin d'apprécier l'existence d'un contrôle conjoint ou d'une influence notable sur une entité :

- la gouvernance : représentation du Groupe aux organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité.

Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités «projet» ou «mono-actif» car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des droits porte sur les activités pertinentes (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) résiduelles ;

- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Sociétés projets au Moyen-Orient

Le jugement significatif exercé dans le cadre de l'analyse de la méthode de consolidation de ces entités de projets porte sur les risques et avantages liés aux contrats entre ENGIE et l'entité, ainsi que sur l'appréciation des activités pertinentes restant à la main de l'entité après sa création. Le Groupe estime qu'il exerce une influence notable ou un contrôle conjoint étant donné que, pendant la durée du projet, les décisions relatives aux activités pertinentes telles que le refinancement, le renouvellement ou la modification des contrats importants (vente, achat, prestation exploitation, maintenance) sont soumis, selon le cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

Groupe SUEZ (32,06%)

Depuis le non-renouvellement du pacte d'actionnaires le 22 juillet 2013, ENGIE ne contrôle plus mais exerce une influence notable sur le groupe SUEZ, en particulier pour les raisons suivantes : (i) le Groupe n'a pas la majorité de représentants au Conseil d'Administration, (ii) en Assemblée Générale, bien que l'actionariat de SUEZ soit dispersé et qu'ENGIE dispose d'une participation importante, l'historique des votes montre qu'ENGIE n'a pas disposé à lui seul de la majorité simple aux Assemblées Générales Mixtes entre 2010 et 2019.

Transportadora Asociada de Gas S.A. («TAG» - Amérique Latine) : détention d'une participation - directe et indirecte - à hauteur de 58,5% résultant en un intérêt net dans TAG à hauteur de 49,3%

Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur TAG (cf. Note 4.3.1).

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

ENGIE détient 60% de la centrale électrique Tihama (cogénération) située en Arabie Saoudite, et son partenaire Saudi Oger en détient 40%. Le Groupe estime qu'il exerce un contrôle conjoint sur Tihama dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget, la modification des contrats importants, etc., sont prises à l'unanimité par les deux partenaires.

Contrôle conjoint - distinction entre coentreprise et activité conjointe

La qualification d'un partenariat avec un contrôle conjoint nécessite du jugement pour apprécier s'il s'agit d'une coentreprise ou d'une activité conjointe. L'analyse des «autres faits et circonstances» fait partie des critères de la norme IFRS 11 pour apprécier la classification d'une entité avec contrôle conjoint.

L'IFRS Interpretation Committee «IFRS IC» (novembre 2014) a notamment conclu que les autres faits et circonstances devaient créer des droits directs dans les actifs et des obligations directes au titre des passifs qui soient exécutoires pour que l'entité soit qualifiée d'activité conjointe.

Compte tenu de ces conclusions et de leur application dans le cadre de nos analyses, il n'y a pas d'activité conjointe significative au sein du Groupe au 31 décembre 2019.

3.1 Participations dans les entreprises associées

3.1.1 Contribution des entreprises associées significatives et des entreprises associées individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des entreprises associées jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des entreprises associées jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, et la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste d'entreprises associées jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe «Quote-part du résultat net des entreprises associées», «Participations dans les entreprises associées», total bilan des entreprises associées exprimé en quote-part du Groupe, entités associées portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
			31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
<i>En millions d'euros</i>												
Groupe SUEZ (Autres)	Traitement de l'eau et des déchets		32,06	32,06	1 953	1 968	113	55	(37)	21	129	130
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman, Koweït) ⁽¹⁾	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				950	1 004	79	97	(96)	96	77	97
Energia Sustentável do Brasil (Amérique Latine, Brésil)	Centrale hydraulique	3 750 MW	40,00	40,00	659	646	(49)	(57)	-	-	-	-
GASAG (Reste de l'Europe, Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	233	261	16	18	(17)	1	9	4
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					852	710	96	(25)	27	14	61	104
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					4 646	4 590	255	88	(123)	132	277	334

(1) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé «sociétés projets au Moyen-Orient». Ce regroupement comprend près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 27 632 MW (à 100%) comprenant également 1 507 MW (à 100%) de capacités en cours de construction.

Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de «Power and water purchase agreement» sur des périodes généralement comprises entre 20 et 30 ans.

Les centrales correspondantes sont, selon les modalités contractuelles, comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRIC 4 et IFRS 16, la quasi-totalité des risques et avantages liés à l'actif a été transférée à l'acheteur de la production. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droit de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%.

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -79 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre -155 millions d'euros en 2018) composés

essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 5.3 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

3.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe et correspondent aux montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des

exercices d'évaluation des actifs et passifs de l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à ENGIE», les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intérêt du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2019											
Groupe SUEZ ⁽¹⁾	18 015	352	(58)	294	11 481	24 153	12 098	14 248	9 288	32,06	1 953
Sociétés projets au Moyen-Orient	3 778	390	(409)	(19)	2 851	21 053	3 543	16 644	3 717		950
Energia Sustentável do Brasil	578	(123)	-	(123)	204	4 137	304	2 388	1 648	40,00	659
GASAG	1 251	51	(54)	(2)	850	1 847	1 757	203	736	31,57	233
AU 31 DÉCEMBRE 2018											
Groupe SUEZ ⁽¹⁾	17 331	335	(103)	232	10 872	22 681	11 664	12 896	8 993	32,06	1 968
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 254	467	406	873	2 572	21 401	3 775	16 263	3 934		1 004
Energia Sustentável do Brasil	564	(142)	-	(142)	199	4 388	544	2 428	1 615	40,00	646
GASAG	1 196	56	3	59	798	1 733	1 508	196	827	31,57	261

(1) Pour SUEZ, les données indiquées dans le tableau correspondent aux informations financières publiées par SUEZ. Le total capitaux propres part du Groupe s'élève à 6 463 millions d'euros dans les comptes publiés de SUEZ et à 6 092 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE. La différence provient principalement de la non prise en compte de la quote-part des titres super-subordonnés émis par SUEZ dans les capitaux du Groupe attribuables à ENGIE, partiellement compensée par l'exercice d'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs de SUEZ lors de son changement de méthode de consolidation le 22 juillet 2013.

SUEZ est la seule entreprise associée cotée significative. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2019, la valeur de marché de cette participation s'élève à 2 686 millions d'euros.

3.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2019.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
Sociétés projets au Moyen-Orient	-	254	-	36	130	2	-
Contassur ⁽¹⁾	-	-	-	160	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	140	-	-	-	29	10	-
Autres	65	35	28	14	264	10	760
AU 31 DÉCEMBRE 2019	205	289	28	211	426	21	760

(1) Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité. Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'«Autres actifs» dans l'état de la situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 161 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 168 millions d'euros au 31 décembre 2018.

3.2 Participations dans les coentreprises

3.2.1 Contribution des coentreprises significatives et des coentreprises individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du

résultat global, ainsi que la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste des coentreprises jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe «Quote-part du résultat net des coentreprises», «Participations dans les coentreprises», total bilan des coentreprises exprimé en quote-part du Groupe, coentreprises portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
			31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
<i>En millions d'euros</i>												
Transportadora Asociada de Gas S.A. (TAG) (Amérique Latine, Brésil)	Réseau de transport de gaz		58,50	-	1 364	-	44	-	(71)	-	159	-
National Central Cooling Company - «Tabreed» (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	740	710	42	40	-	-	24	39
EcoEléctrica (États-Unis & Canada, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	507 MW	50,00	50,00	395	416	25	34	-	-	59	104
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (Reste de l'Europe, Portugal)	Production d'électricité	2 909 MW	50,00	50,00	312	325	39	44	(2)	1	50	49
WSW Energie und Wasser AG (Reste de l'Europe, Allemagne)	Production et distribution d'électricité	142 MW	33,10	33,10	207	204	(4)	11	-	-	4	3
Tihama Power Generation Co (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 599 MW	60,00	60,00	108	163	32	34	(5)	1	86	-
Ohio State Energy Partners (États-Unis & Canada, États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	114	129	2	5	(10)	5	9	4
Megal GmbH (Infrastructures France, Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	79	91	2	6	-	-	14	13
Transmisora Eléctrica del Norte (Amérique Latine, Chili)	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	80	85	7	7	(10)	8	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 171	1 134	55	92	(61)	11	35	31
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					4 570	3 256	245	273	(158)	26	439	244

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de -14 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 6 millions d'euros en 2018). Ceux-ci

proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 5.3 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

3.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes

comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à ENGIE» de l'état de la situation financière, les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

INFORMATIONS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT ET LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBALE

<i>En millions d'euros</i>	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortissements des immobilisations	Résultat financier	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2019							
Transportadora Asociada de Gás S.A. (TAG)	655	(191)	(191)	(52)	88	(121)	(34)
National Central Cooling Company «Tabreed»	370	(41)	(44)	-	105	-	105
EcoEléctrica	308	(69)	-	(2)	50	-	50
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	426	(67)	(29)	(36)	93	(7)	86
WSW Energie und Wasser AG	729	(12)	(2)	6	(11)	-	(11)
Tihama Power Generation Co	42	(5)	(23)	(8)	54	(8)	46
Ohio State Energy Partners	121	-	(44)	-	4	(20)	(15)
Megal GmbH	123	(69)	(4)	3	4	-	4
Transmisora Eléctrica del Norte	76	-	(30)	(5)	15	(21)	(6)
AU 31 DÉCEMBRE 2018							
Transportadora Asociada de Gás S.A. (TAG)	-	-	-	-	-	-	-
National Central Cooling Company «Tabreed»	335	(34)	(37)	-	100	-	100
EcoEléctrica	280	(63)	2	(3)	68	-	68
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	749	(65)	(31)	(37)	106	3	109
WSW Energie und Wasser AG	856	(11)	(3)	(19)	35	-	35
Tihama Power Generation Co	111	(5)	(24)	(8)	56	1	57
Ohio State Energy Partners	52	-	(33)	-	10	11	21
Megal GmbH	124	(63)	(4)	2	12	-	12
Transmisora Eléctrica del Norte	75	-	(33)	(5)	14	16	30

INFORMATIONS SUR L'ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

<i>En millions d'euros</i>	Trésorerie et équi- valents de trésorerie	Autres actifs courants	Actifs non courants	Dettes financières courantes	Autres passifs courants	Dettes financières non courantes	Autres passifs non courants	Total capitaux propres	% d'inté- gration	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2019										
Transportadora Asociada de Gas S.A. (TAG)	86	329	7 844	595	86	4 616	629	2 331	58,50	1 364
National Central Cooling Company «Tabreed»	-	143	2 671	13	184	765	-	1 851	40,00	740
EcoEléctrica	34	97	701	(7)	29	-	21	789	50,00	395
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	232	635	1 039	176	139	770	92	728	50,00	312
WSW Energie und Wasser AG	19	59	805	37	54	94	92	606	33,10	207
Tihama Power Generation Co	56	124	432	69	26	325	13	179	60,00	108
Ohio State Energy Partners	19	1 055	89	343	25	522	43	229	50,00	114
Megal GmbH	6	2	729	210	41	262	62	162	49,00	79
Transmisora Eléctrica del Norte	43	34	774	42	4	645	-	160	50,00	80
AU 31 DÉCEMBRE 2018										
National Central Cooling Company «Tabreed»	65	124	2 574	-	173	816	-	1 775	40,00	710
EcoEléctrica	24	107	755	3	27	-	23	833	50,00	416
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	231	568	1 305	287	178	763	115	761	50,00	325
WSW Energie und Wasser AG	12	148	778	55	84	101	103	596	33,10	204
Tihama Power Generation Co	129	140	488	61	40	370	15	271	60,00	163
Ohio State Energy Partners	16	8	1 039	(6)	7	804	-	257	50,00	129
Megal GmbH	-	13	752	10	55	446	70	185	49,00	91
Transmisora Eléctrica del Norte	66	30	773	75	3	621	-	170	50,00	85

3.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2019.

<i>En millions d'euros</i>	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres crédeurs	Dettes financières
EcoEléctrica	-	147	-	18	-	-	-
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	-	-	-	1	128	-	-
WSW Energie und Wasser AG	-	23	-	1	-	1	-
Megal GmbH	65	-	-	-	51	-	-
Futures Energies Investissements Holding	3	19	3	2	207	-	-
Autres	(40)	89	8	27	200	6	5
AU 31 DÉCEMBRE 2019	28	278	11	49	585	7	5

3.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

3.3.1 Quote-part non comptabilisée des pertes des entreprises associées et des coentreprises

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), en ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 113 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 171 millions d'euros au 31 décembre 2018). Cette diminution résulte (i) de produits non comptabilisés au compte de résultat sur l'exercice s'élevant à 89 millions d'euros et (ii) de mouvements sur les autres éléments du résultat global pour le solde.

Ces pertes non comptabilisées correspondent à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt et de *commodities* («Autres éléments du résultat global») mis en place par des entreprises associées dans le secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques.

3.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2019, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent :

- Energia Sustentável do Brasil («Jirau») pour un montant global de 4 210 millions de real brésilien (930 millions d'euros).

Au 31 décembre 2019, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentável do Brasil s'élève à 10 525 millions de real brésilien (2 325 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;

- TAG pour un montant de 176 millions d'euros au titre des garanties de bonne fin de construction et autres ;
- Les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 917 millions d'euros.

Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de ces sociétés projets comprennent pour l'essentiel :

- des engagements de mise de fonds (capital/dette subordonnée) à hauteur de 101 millions d'euros. Ces engagements ne concernent que des sociétés portant des projets en phase de construction,
- des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 200 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent, notamment lorsque ces financements sont sans recours, aux entités de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société (usuellement de l'ordre de 6 mois de service de la dette). Ce niveau de trésorerie peut toutefois être remplacé par des lettres de crédit,
- des sûretés réelles accordées aux prêteurs sous forme de nantissement des titres des sociétés projets, pour un montant global de 266 millions d'euros,
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 350 millions d'euros.

NOTE 4 Principales variations de périmètre

Principes comptables

Conformément à la norme IFRS 5 – *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*, les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de la situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif

est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

Par ailleurs, lorsque les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5, ils sont présentés en tant qu'activités non poursuivies.

4.1 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019

Dans le cadre de la présentation de sa stratégie 2019-2021, le Groupe a annoncé, le 28 février 2019, un programme de cession d'actifs de 6 milliards d'euros visant notamment à poursuivre sa transformation.

Les incidences des principales cessions et accords de cessions de l'exercice 2019 sur l'endettement financier net du Groupe, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO ⁽¹⁾, sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession de la participation dans la société Glow – Thaïlande	2 591	2 466
Cession de centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas	213	106
Autres opérations de cession individuellement non significatives	606	522
TOTAL	3 410	3 094

Les cessions complémentaires en cours de finalisation au 31 décembre 2019 sont présentées dans la Note 4.2 «Actifs destinés à être cédés».

4.1.1 Cession de la participation d'ENGIE dans la société Glow (Thaïlande)

Le 14 mars 2019, le Groupe a finalisé la cession de sa participation de 69,1% dans Glow à Global Power Synergy Public Company Ltd. (GPSC), après avoir reçu, le 8 mars 2019, l'approbation officielle de la Commission de Régulation de l'Énergie thaïlandaise. Cette transaction fait suite à un premier contrat signé entre ENGIE et GPSC en juin 2018.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités depuis le 1^{er} janvier 2019 se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 2 466 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 1 580 millions d'euros au 31 décembre 2019, dont 143 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (écarts de conversion pour 351 millions d'euros et couvertures pour -208 millions d'euros).

4.1.2 Cession de la participation d'ENGIE dans des centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas

Le 29 novembre 2019, le Groupe a finalisé la cession au fonds d'investissement international spécialisé dans l'énergie Riverstone Holdings LLC, des centrales de Farge, Zolling et Wilhelmshaven en Allemagne et de Rotterdam aux Pays-Bas, et dont la capacité totale installée est de 2 345 MW.

Cette transaction se traduit par une réduction de l'endettement financier net d'ENGIE de 106 millions d'euros au 31 décembre 2019 (et 84 millions d'euros à percevoir en 2020). Le résultat de cession avant impôts s'établit à -26 millions d'euros au 31 décembre 2019 après un ajustement de valeur de -121 millions d'euros principalement imputé sur les *goodwill*.

(1) *Develop, Build, Share and Operate, modèle utilisé dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, dont les cessions sont enregistrées en déduction des CAPEX, et au sein du Résultat opérationnel courant.*

4.2 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2019, le total des «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et le total des «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» s'élèvent respectivement à 468 et 92 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	378	2 661
Autres actifs	90	1 137
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	468	3 798
Dettes financières	26	1 019
Autres passifs	65	1 111
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	92	2 130

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2018 relatifs à la participation du Groupe dans la société Glow (Thaïlande), aux parcs solaires en exploitation de la société Langa en France et à des actifs dans les énergies renouvelables au Mexique ont été cédés au cours de l'exercice 2019 (cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019»).

Les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2019 se rapportent à des actifs dans les énergies renouvelables au Mexique et à des actifs de production de gaz vert en exploitation en France. La finalisation de ces transactions est attendue au premier semestre 2020. Compte tenu des plus-values de cession attendues, aucun ajustement de valeur n'a été comptabilisé.

4.3 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2019

4.3.1 Acquisition d'une participation de 58,5% dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) au Brésil

Début avril 2019, le consortium, composé d'ENGIE (32,5%), d'ENGIE Brasil Energia (32,5%) et de la Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) (35%), a remporté la procédure d'appel d'offres engagée par Petrobras et portant sur l'acquisition d'une participation de 90% dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG).

ENGIE détient ainsi, directement et indirectement, une participation de 58,5% dans TAG, résultant en un intérêt net du Groupe dans TAG à hauteur de 49,3%. Les autres actionnaires de TAG sont la CDPQ, qui détient 31,5% de son capital, ainsi que Petrobras qui conserve une participation de 10%.

Le prix d'acquisition s'élève à 8,6 milliards de dollars, financé à hauteur de 5,3 milliards de dollars par dette externe au niveau du consortium, et à hauteur de 2,4 milliards de dollars par les actionnaires. L'impact de l'acquisition sur la dette nette du Groupe a été de 1,6 milliard d'euros (y compris frais d'acquisition).

La finalisation de l'opération est intervenue le 13 juin 2019.

TAG est le plus grand propriétaire de réseau de transport de gaz naturel du Brésil, un pays clé pour la stratégie récemment présentée d'ENGIE,

et dont les actifs apporteront au Groupe des bénéfices contractuellement stables. Les actifs de TAG comportent 4 500 kilomètres de gazoducs, soit 47% de l'ensemble des infrastructures gazières du pays.

Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur TAG dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget et du plan à moyen terme, les investissements, l'exploitation et la maintenance, etc., sont prises à une majorité nécessitant l'accord d'ENGIE et de la CDPQ. En conséquence, cette participation est consolidée par mise en équivalence.

4.3.2 Autres opérations réalisées au cours de l'exercice 2019

Diverses acquisitions et prises de participations ont également été réalisées au cours de l'exercice 2019, notamment avec les acquisitions de la société OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co opérant dans le domaine des installations et des services de ventilation en Allemagne, de l'activité de maintenance nucléaire de SUEZ (ex-SRA SAVAC), de la société Vol-V Biomasse présente sur l'ensemble de la chaîne de valeur du biométhane, de TIKO dans le développement de systèmes intelligents de gestion de l'énergie pour le marché résidentiel, de la prise de contrôle de Cofely BESIX Facility Management (CBFM) et de la société de services énergétiques Conti en Amérique du Nord.

Ces différentes acquisitions ont un impact sur l'endettement financier net de 1,6 milliard d'euros.

Par ailleurs, le Groupe, et ses partenaires de consortium Crédit Agricole Assurances et Mirova (une filiale de Natixis Investment Managers), ont annoncé, le 19 décembre 2019, avoir remporté un appel d'offres lancé par EDP pour l'acquisition du deuxième plus grand portefeuille hydroélectrique du Portugal. ENGIE détient 40% du consortium, tandis que Crédit Agricole Assurances et Mirova, via des fonds gérés, en détiennent respectivement 35% et 25%. L'impact sur la dette nette d'ENGIE devrait s'élever à environ 650 millions d'euros. La participation sera consolidée par mise en équivalence. Le closing de la transaction est attendu dans le courant du second semestre 2020.

Enfin, ENGIE a aussi annoncé l'acquisition de Renvico, société active dans le domaine des énergies renouvelables et spécialisée dans la gestion de parcs éoliens. Le closing de la transaction est attendu en 2020.

NOTE 5 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière

L'objet de cette note consiste à présenter les principaux indicateurs financiers non-GAAP utilisés par le Groupe ainsi que leur réconciliation avec les agrégats des états financiers consolidés IFRS. Les données comparables au 31 décembre 2018 présentées ci-dessous n'ont pas

été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»⁽¹⁾).

5.1 EBITDA

La réconciliation entre l'EBITDA et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT Y COMPRIS MTM OPÉRATIONNEL ET QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	5 300	4 903
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	426	223
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 497	3 882
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	51	79
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	93	149
EBITDA	10 366	9 236

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

5.2 Résultat opérationnel courant (ROC)

La réconciliation entre Résultat opérationnel courant (ROC) et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT Y COMPRIS MTM OPÉRATIONNEL ET QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	5 300	4 903
(-) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	426	223
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	5 726	5 126

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

À compter de 2020 la composition du ROC sera homogénéisée avec celle de l'EBITDA pour exclure, en adéquation avec les politiques comptables d'ENGIE, la quote-part du résultat net non récurrent des entreprises mises en équivalence (-93 millions d'euros en 2019 et -149 millions d'euros en 2018), soit un ROC ainsi retraité de 5 819 millions d'euros et 5 275 millions d'euros au 31 décembre 2019 et 2018 respectivement.

5.3 Résultat net récurrent part du Groupe

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

Cet indicateur financier exclut ainsi :

- l'ensemble des agrégats compris entre le «Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «Résultat des activités opérationnelles» (RAO) à savoir les rubriques de «Pertes de valeur»,

«Restructurations», «Effets de périmètre» et «Autres éléments non récurrents». Ces rubriques sont définies dans la Note 9 «Autres éléments du résultat des activités opérationnelles» ;

- le MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel ;
- les composantes suivantes du résultat financier : l'effet des opérations de restructuration de la dette financière, les soultes réglées sur dénouement anticipé d'instruments financiers dérivés nettes de l'extourne de la juste valeur de ces dérivés débouclés par anticipation, les variations de juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas qualifiés de couverture selon IFRS 9 – *Instruments financiers*, ainsi que la part inefficace des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture ;
- les effets impôts relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- la quote-part de résultat non récurrent comprise dans la rubrique «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Les éléments éligibles à cet ajustement correspondent aux natures de retraitement présentées ci-avant.

(1) Les données comparables y compris l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16 sont présentées dans la Section 1 de ce rapport financier annuel 2019.

La réconciliation entre le résultat net part du Groupe et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		984	1 033
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		-	1 045
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		984	(12)
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		664	572
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		1 649	560
Rubriques du passage entre le «Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «RAO»		1 623	2 258
<i>Pertes de valeur</i>	9.1	1 770	1 798
<i>Restructurations</i>	9.2	218	162
<i>Effets de périmètre</i>	9.3	(1 604)	150
<i>Autres éléments non récurrents</i>	9.4	1 240	147
Autres éléments retraités		154	430
<i>MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	8.1	426	223
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	10	3	3
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés</i>	10	(6)	(7)
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie</i>	10	223	183
<i>Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres</i>	10	(115)	26
<i>Autres effets impôts retraités</i>		(470)	(147)
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>		93	149
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		3 426	3 248
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		743	790
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		2 683	2 458
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		-	(33)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		2 683	2 425

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

5.4 Capitaux engagés industriels

La réconciliation entre les capitaux engagés industriels et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	58 996	55 635
(+) Goodwill	18 665	17 809
(-) Goodwill Gaz de France – SUEZ et International Power ⁽²⁾	(7 650)	(7 610)
(+) Créances IFRIC 4, IFRS 16 et IFRIC 12	1 737	1 550
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	9 216	7 846
(-) Goodwill International Power ⁽²⁾	(154)	(151)
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	15 180	15 613
(-) Appels de marge ^{(2) (3)}	(2 023)	(1 669)
(+) Stocks	3 617	4 158
(+) Actifs de contrats	7 831	7 411
(+) Autres actifs courants et non courants	10 601	9 811
(+) Impôts différés	(3 771)	(4 349)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres ⁽²⁾	(571)	(247)
(-) Provisions	(25 115)	(21 813)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽²⁾	3 507	2 637
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(19 109)	(19 759)
(+) Appels de marge ^{(2) (3)}	1 996	1 681
(-) Passifs de contrats	(4 330)	(3 634)
(-) Autres passifs courants et non courants	(14 298)	(13 507)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	54 325	51 412

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.

(3) Les appels de marges inclus dans les rubriques «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Fournisseurs et autres créanciers» correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place aux fins de gestion du risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

5.5 Cash flow des opérations (CFFO)

La réconciliation entre le cash flow des opérations (CFFO) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	9 863	8 464
Impôt décaissé	(575)	(757)
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 110)	149
Intérêts reçus d'actifs financiers	28	26
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	67	52
Intérêts financiers versés	(780)	(727)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	82	79
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(135)	(289)
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	135	303
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	7 574	7 300

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

5.6 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

La réconciliation entre les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et les rubriques de l'état des flux de trésorerie se détaille comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Investissements corporels et incorporels	6 524	6 202
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	864	983
(+) <i> Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis</i>	229	83
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	1 746	338
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	595	283
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	532	251
(+) <i> Autres</i>	8	11
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	12	18
(+) <i> Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle</i>	-	-
(-) <i> Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO ⁽²⁾</i>	(468)	(526)
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	10 042	7 643

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés») mais intègre désormais l'impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO.

(2) Develop, Build, Share & Operate.

5.7 Endettement financier net

La réconciliation entre l'endettement financier net et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
(+) Emprunts à long terme	16.2 & 16.3	30 002	26 434
(+) Emprunts à court terme	16.2 & 16.3	8 543	5 745
(+) Instruments financiers passifs	16.4	15 575	14 295
(-) <i> Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments</i>		(15 350)	(13 970)
(-) Autres actifs financiers	16.1	(9 568)	(8 483)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		4 870	3 844
(+) <i> Instruments de capitaux propres à la juste valeur</i>		1 297	1 107
(+) <i> Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net</i>		1 899	1 551
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	16.1	(10 519)	(8 700)
(-) Instruments financiers actifs	16.4	(14 272)	(13 372)
(+) <i> Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments</i>		13 443	12 652
ENDETTEMENT FINANCIER NET		25 919	21 102

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

5.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
ENDETTEMENT FINANCIER NET	16	25 919	21 102
Paiements futurs minimaux au titre des locations simples ⁽²⁾			2 087
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	19	7 611	6 170
Provisions pour démantèlement des installations	19	7 329	6 081
Provisions pour reconstitution de sites	19	237	222
Avantages postérieurs à l'emploi – Retraites	20	2 427	1 970
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		(93)	60
Avantages postérieurs à l'emploi – Droits à remboursement	20	(160)	(167)
Avantages postérieurs à l'emploi – Autres avantages	20	5 001	4 293
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		(3 080)	(2 572)
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	11	(1 635)	(1 374)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		759	601
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium et créance Electrabel envers EDF Belgium	16 & 24	(3 236)	(2 884)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		41 078	35 590

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) À compter du 1^{er} janvier 2019 les engagements relatifs aux dettes de location sont directement inclus dans l'endettement financier net suite à l'application de la norme IFRS 16.

NOTE 6 Information sectorielle

6.1 Renforcement de l'organisation d'ENGIE

Au cours du premier semestre 2019, ENGIE a partagé son ambition de devenir le leader mondial de la transition zéro carbone de ses clients et, pour accélérer la mise en œuvre de sa stratégie, annoncé le renforcement de son organisation.

Le Groupe maintient son organisation actuelle décentralisée reposant sur ses 24 *Business Units* (BU) essentiellement géographiques afin de rester au plus près de ses clients et de promouvoir l'esprit d'initiative, et la renforce par la création de quatre *Global Business Lines* (GBL) : Solutions Clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique.

Ces GBL ont vocation à soutenir les équipes locales et la performance transverse en proposant une stratégie inter-BU pour leur activité, en participant à la hiérarchisation de l'allocation des ressources entre les BU, en identifiant et en pilotant les principaux programmes transversaux numériques et d'excellence, en identifiant et en mettant en place les partenariats mondiaux et en soutenant, mesurant et présentant la performance globale des activités. À ces GBL Solutions Clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique, s'ajoutent les activités de l'approvisionnement et du nucléaire pour constituer les six grandes familles d'activités du Groupe, ou *Business Lines* (BL).

L'organisation désormais matricielle du Groupe repose sur un axe primaire constitué des BU et un axe secondaire constitué des BL.

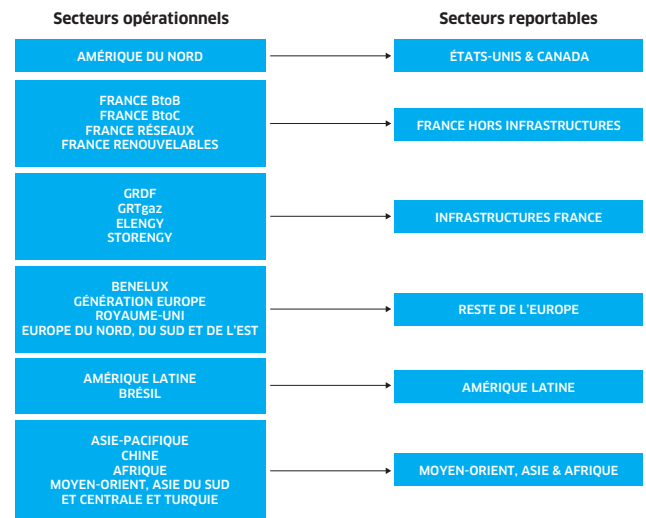
6.2 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

6.2.1 Définition des secteurs reportables

Conformément aux dispositions d'IFRS 8, la définition des secteurs opérationnels et reportables du Groupe a été revue à l'aune des évolutions de son organisation ainsi que des modifications profondes des portefeuilles d'activité des BU à l'issue du plan de transformation 2016-2018.

Chacune des BU du Groupe correspond à un «secteur opérationnel» dont les performances opérationnelles et financières sont régulièrement revues par le Comité Exécutif du Groupe qui demeure le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8. Le Groupe a procédé à de nouveaux regroupements des 24 BU et présente désormais une information sectorielle organisée autour de sept secteurs reportables reflétant les zones géographiques de l'activité du Groupe :

- un secteur reportable correspondant à un secteur opérationnel : États-Unis & Canada ;
- cinq secteurs reportables correspondant à des regroupements de secteurs opérationnels ;
- Par ailleurs l'ensemble «Autres» comprend des secteurs opérationnels ne pouvant être regroupés (Global Energy Management, Tractebel, GTT, Hydrogène) ainsi que les activités d'Entreprises et Collectivités du fait de la spécificité de leurs métiers et de leurs marchés ou de leur profil de risque particulier ainsi que les activités holdings et *corporate*.



Pour effectuer ces analyses et aboutir aux regroupements de secteurs opérationnels présentés ci-avant, le Groupe a exercé son jugement afin de déterminer si deux ou plusieurs secteurs opérationnels pouvaient être regroupés au sein d'un même secteur reportable. Les principaux paramètres qui ont été examinés afin d'apprécier la similitude des caractéristiques économiques sont les suivants :

- nature des activités et services ;
- environnement réglementaire ;
- environnements économiques dans lesquels opèrent les activités concernées (maturité du marché, perspectives de croissance, risques politiques...) ;
- profils de risques des activités ;
- positionnement de ces activités dans la stratégie et le nouveau business model du Groupe.

Les jugements exercés par le Groupe qui ont conduit à effectuer les cinq regroupements mentionnés dans le schéma ci-dessus sont les suivants :

- les secteurs opérationnels France BtoB, France BtoC, France Réseaux et France Énergie Renouvelables, regroupent au sein du secteur reportable France hors Infrastructures les activités françaises dans l'aval des métiers de l'énergie (prestations de services, distribution et commercialisation directe de gaz et d'électricité aux clients BtoB, BtoT et BtoC), et la production d'énergies renouvelables de plus en plus décentralisée. Il s'agit d'activités non régulées et complémentaires qui s'appuient sur un maillage territorial fort et visent notamment à développer un ensemble d'offres combinées à destination des clients locaux : offres de services à l'énergie, de moyens de production décentralisée et de contrats de fourniture de gaz et d'électricité combinés. Ces BU opèrent par ailleurs dans l'environnement de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) ;
- les secteurs opérationnels GRDF, GRTgaz, Storengy et Eleny portent les activités d'infrastructures de gaz en Europe (distribution, transport, stockage et terminaux méthaniers) ont été regroupés dans le secteur reportable Infrastructures France, s'agissant d'activités régulées présentant des profils de risques et de marges similaires ;

- les secteurs opérationnels Benelux, Génération Europe, Royaume-Uni et Europe du Nord, du Sud et de l'Est ont été regroupés au sein du secteur reportable Reste de l'Europe car ces BU, qui représentent l'ensemble des activités du Groupe dans le domaine de l'énergie en Europe hors de France, comprennent des mix d'activités similaires (de la production à la fourniture d'énergie, en passant par la commercialisation et les services à l'énergie) évoluant dans des marchés de l'énergie matures et en phase de transformation dans le cadre de la transition énergétique avec un développement accru des énergies renouvelables et des solutions clients ;
- les secteurs opérationnels Amérique Latine et Brésil ont été regroupés au sein du secteur reportable Amérique Latine car ces deux secteurs présentent des perspectives de croissance similaires, avec une part importante de leur chiffre d'affaires générée par des ventes d'électricité dans le cadre de contrats à long terme ;
- les secteurs opérationnels Asie-Pacifique, Chine, Afrique et Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie ont été regroupés au sein du secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique car ces régions ont en commun d'afficher d'importants besoins en matière de production d'énergie ; elles représentent à ce titre des perspectives de croissance importantes pour le Groupe dans les métiers de l'énergie et de services à l'énergie, et évoluent dans des marchés portés par la transition énergétique avec un développement accru des énergies renouvelables et des solutions clients.

6.2.2 Description des secteurs reportables

- France hors Infrastructures** : regroupe les activités de (i) la BU France BtoB : services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires et les grandes infrastructures, (ii) la BU France BtoC : commercialisation de l'énergie et des services associés auprès de clients particuliers et professionnels, (iii) la BU France Renouvelables : développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France, (iv) de la BU France Réseaux qui conçoit, finance, construit et exploite des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie (réseaux de chaud et froid).
- Infrastructures France** : regroupe les BU GRDF, GRTgaz, Elengy et Storengy, sociétés d'infrastructures françaises qui exploitent des réseaux et installations de transport, de stockage et de distribution de gaz naturel ainsi que des terminaux méthaniers, essentiellement en France ; elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.
- Reste de l'Europe** : regroupe les activités de (i) la BU Benelux (activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg : production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de capacités de production renouvelables, commercialisation de gaz naturel et d'électricité et activités de services à l'énergie), (ii) la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe, (iii) la BU Royaume-Uni (gestion des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable et du portefeuille de distribution, fourniture de services et de solutions énergétiques...), ainsi que de (iv) la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est (commercialisation de gaz naturel et d'électricité et de services et solutions énergétiques associés, exploitation d'actifs de production d'électricité d'origine renouvelable, gestion d'infrastructures de distribution).
- Amérique Latine** : regroupe les activités de (i) la BU Brésil et (ii) la BU Amérique Latine (Argentine, Chili, Mexique et Pérou). Les filiales concernées interviennent sur les métiers de production centralisée d'électricité y compris d'origine renouvelable, les métiers de la chaîne du gaz (y compris infrastructures) et les services à l'énergie.

- États-Unis & Canada** : comprend les activités de production d'électricité, de services à l'énergie, et de commercialisation d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis, Canada et Porto Rico.
- Moyen-Orient, Asie & Afrique** : regroupe les activités de (i) la BU Asie-Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, Thaïlande, Singapour et Indonésie), (ii) la BU Chine, (iii) la BU Afrique (principalement Maroc et Afrique du Sud) et (iv) la BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (incluant l'Inde et le Pakistan). Dans cet ensemble, le Groupe est à la fois présent sur des activités de production et commercialisation d'électricité, les métiers de distribution et de commercialisation de gaz, les services à l'énergie ainsi que le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.
- Autres** : englobe les activités de (i) la BU GEM qui a pour mission de gérer et optimiser, pour le compte des BU qui détiennent les actifs de production d'électricité, les portefeuilles d'actifs physiques et contractuels du Groupe (hors infrastructures gazières) notamment sur le marché européen, de vendre de l'énergie auprès des grands comptes industriels paneuropéens et nationaux et de proposer à des tiers des solutions liées à son expertise dans les marchés financiers de l'énergie, (ii) la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures), (iii) la BU GTT (spécialisée dans la conception de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport maritime et le stockage sur terre et en mer du gaz naturel liquéfié), (iv) la BU Hydrogène (conception de solutions énergétiques zéro carbone à base d'hydrogène renouvelable), ainsi que (v) les activités *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, Entreprises et collectivités (E&C) et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Les principales relations commerciales entre secteurs reportables sont les suivantes :

- relations entre le secteur reportable «Infrastructures France» et les utilisateurs de ces infrastructures à savoir le secteur reportable «France hors Infrastructures» et «Autres» (GEM, E&C) : les prestations relatives à l'utilisation d'infrastructures gazières du Groupe en France sont facturées sur base de tarifs (ou revenus) régulés applicables à tous les utilisateurs. Le chiffre d'affaires et les marges liées aux activités de GRDF demeurent positionnés dans le secteur «Infrastructures France» ;
- relations entre le secteur reportable «Autres» (GEM) et les secteurs reportables «France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe» : GEM gère les contrats d'approvisionnement en gaz naturel du Groupe et vend la molécule de gaz à prix de marché aux entités commercialisatrices logées dans les secteurs reportables «France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe». En ce qui concerne l'électricité, GEM gère et optimise le parc de production et les portefeuilles de vente pour le compte des entités porteuses d'actifs de production et prélève, au titre de ces prestations, un pourcentage de la marge énergie réalisée. Le chiffre d'affaires et les marges liées aux activités de production d'électricité (déduction faite de la rémunération prélevée par GEM) sont positionnés dans les secteurs portant les actifs de production («France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe») ;
- relations entre le secteur opérationnel «Génération Europe» au sein du secteur reportable «Reste de l'Europe» et les entités commercialisatrices du secteur reportable «France hors Infrastructures» : une partie de la production des actifs thermiques de la BU «Génération Europe» est vendue auprès des entités commercialisatrices de ces secteurs sur base d'un prix de marché.

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

6.2.3 Indicateurs clés par secteur reportable ⁽¹⁾

Conformément à IFRS 8, l'information sectorielle comparative au 31 décembre 2018 a été retraitée afin de présenter cette information selon le nouveau découpage sectoriel en vigueur au sein du Groupe depuis le 1^{er} janvier 2019.

En revanche, elle n'a pas été retraitée du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés») conformément aux dispositions de transition de cette norme applicable à compter du 1^{er} janvier 2019.

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2019 ⁽¹⁾			31 déc. 2018 ⁽¹⁾		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
France hors Infrastructures	15 854	334	16 188	14 998	188	15 186
Infrastructures France	5 569	979	6 548	5 450	1 125	6 575
<i>Total France</i>	<i>21 423</i>	<i>1 313</i>	<i>22 736</i>	<i>20 448</i>	<i>1 312</i>	<i>21 760</i>
Reste de l'Europe	17 270	1 488	18 758	16 946	1 770	18 716
Amérique Latine	5 341	1	5 342	4 639	-	4 639
États-Unis & Canada	4 545	1	4 547	3 355	62	3 417
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 914	-	2 914	4 014	4	4 018
Autres	8 565	5 995	14 560	7 565	6 332	13 897
Élimination des transactions internes		(8 798)	(8 798)		(9 481)	(9 481)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	60 058	-	60 058	56 967	-	56 967

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	1 672	1 670
Infrastructures France	3 539	3 499
<i>Total France</i>	<i>5 211</i>	<i>5 168</i>
Reste de l'Europe	1 750	973
Amérique Latine	2 221	1 775
États-Unis & Canada	291	224
Moyen-Orient, Asie & Afrique	727	1 122
Autres	166	(27)
TOTAL EBITDA ⁽²⁾	10 366	9 236

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) L'EBITDA au 31 décembre 2019 intègre l'effet de la norme IFRS 16 (annulation des loyers) de l'ordre de 0,4 milliard d'euros.

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	(761)	(628)
Infrastructures France	(1 581)	(1 479)
<i>Total France</i>	<i>(2 343)</i>	<i>(2 106)</i>
Reste de l'Europe	(1 041)	(928)
Amérique Latine	(523)	(416)
États-Unis & Canada	(127)	(72)
Moyen-Orient, Asie & Afrique	(102)	(134)
Autres	(360)	(225)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(4 497)	(3 882)

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(1) Les données comparables y compris l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16 sont présentées dans la Section 1 de ce Rapport d'activité et États financiers consolidés annuels 2019.

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	17	1
Infrastructures France	3	12
<i>Total France</i>	20	13
Reste de l'Europe	55	89
Amérique Latine	8	(25)
États-Unis & Canada	60	75
Moyen-Orient, Asie & Afrique	246	166
Autres	111	42
<i>Dont quote-part de résultat de SUEZ</i>	113	55
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	500	361

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 255 millions d'euros et 245 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 88 millions d'euros et 273 millions d'euros au 31 décembre 2018).

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	903	1 035
Infrastructures France	1 957	2 016
<i>Total France</i>	2 861	3 051
Reste de l'Europe	684	37
Amérique Latine	1 694	1 355
États-Unis & Canada	159	151
Moyen-Orient, Asie & Afrique	559	893
Autres	(231)	(362)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	5 726	5 126

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	7 143	6 306
Infrastructures France	20 172	19 802
<i>Total France</i>	27 315	26 107
Reste de l'Europe	1 797	3 563
Amérique Latine	11 462	9 897
États-Unis & Canada	3 717	2 494
Moyen-Orient, Asie & Afrique	3 633	3 553
Autres	6 401	5 796
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ</i>	2 027	2 018
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	54 325	51 412

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
France hors Infrastructures	1 019	853
Infrastructures France	1 745	1 619
<i>Total France</i>	2 764	2 472
Reste de l'Europe	1 439	1 430
Amérique Latine	2 499	1 758
États-Unis & Canada	1 380	918
Moyen-Orient, Asie & Afrique	453	616
Autres	1 506	449
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	10 042	7 643

6.3 Information par Business Line

6.3.1 Définition des Business Lines

- **Solutions Clients** : englobe (hors clients BtoC) les activités de prestations de services, unitaires ou regroupés, par exemple, design, conception, ingénierie, travaux, exploitation, installation, maintenance et *facility management* ainsi que les activités de gestion d'actifs, comme par exemple les réseaux de chaud et de froid, d'actifs de production d'énergie dédiés (énergie décentralisée – production livrée directement chez le client). Elle inclut également notre participation dans le groupe SUEZ.
- **Infrastructures** : englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité en Europe et Amérique Latine ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe, en Asie et sur le continent américain, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili. Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la décarbonation de l'énergie et de verdissement des réseaux (intégration progressive de gaz verts, projets autour de l'hydrogène, projets de géothermie, *energy as a service...*).
- **Renouvelables** : regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction et l'exploitation d'installations renouvelables – qui

s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer, la géothermie et le biogaz principalement. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.

- **Thermique** : regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz, le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.
- **Nucléaire** : englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de production de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) et des droits de tirage en France.
- **Approvisionnement** : englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux, qu'ils soient professionnels ou particuliers. Elle regroupe également l'ensemble des activités de Services à destination des clients résidentiels.

Par ailleurs l'ensemble **Autres** regroupe les activités (i) de gestion et d'optimisation de l'énergie (ii) de la BU GTT, (iii) et des activités de *corporate* et de *holdings*.

6.3.2 Indicateurs clés par Business Line

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Solutions Clients	1 835	1 511
Infrastructures	4 024	3 975
Renouvelables	1 725	1 575
Thermique	1 765	2 025
Nucléaire	192	(555)
Approvisionnement	639	764
Autres	186	(58)
TOTAL EBITDA	10 366	9 236

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Solutions Clients	1 090	982
Infrastructures	2 327	2 399
Renouvelables	1 190	1 105
Thermique	1 260	1 455
Nucléaire	(314)	(1 051)
Approvisionnement	345	537
Autres	(172)	(302)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	5 726	5 126

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Solutions Clients	1 621	1 537
Infrastructures	3 446	1 814
Renouvelables	2 488	1 986
Thermique	517	813
Nucléaire	636	750
Approvisionnement	457	454
Autres	876	289
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	10 042	7 643

6.4 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires ⁽¹⁾		Capitaux engagés industriels	
	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽²⁾
France	24 223	23 661	31 831	30 543
Belgique	5 894	5 098	(6 026)	(3 254)
Autres Union européenne	14 631	14 196	8 363	7 188
Autres pays d'Europe	989	815	490	386
Amérique du Nord	5 273	3 838	4 419	2 881
Asie, Moyen-Orient et Océanie	3 867	4 776	3 355	3 337
Amérique du Sud	4 759	4 197	10 920	9 515
Afrique	422	385	971	816
TOTAL	60 058	56 967	54 325	51 412

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

NOTE 7 Ventes

7.1 Chiffre d'affaires

Principes comptables

Le chiffre d'affaires sur contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ de la norme IFRS 15. Il est comptabilisé lorsque le client obtient le contrôle des biens ou des services vendus, pour une somme qui reflète ce que l'entité s'attend à recevoir pour ces biens et services.

Ainsi, l'analyse contractuelle des contrats de vente du Groupe a conduit à appliquer les principes suivants de reconnaissance du chiffre d'affaires :

— Gaz, électricité et autres énergies

Le chiffre d'affaires sur ces ventes est comptabilisé lorsque l'énergie est livrée au client particulier, professionnel ou industriel.

Les livraisons d'énergie sont suivies en temps réel ou de manière différée pour certains clients faisant l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, auquel cas il est nécessaire d'estimer à la clôture la part du chiffre d'affaires non relevée dite «en compteur» ;

— Infrastructures gazières, électriques et autres énergies

Le chiffre d'affaires réalisé par les gestionnaires d'infrastructures gazières et électriques sur leurs prestations de mise à disposition de capacités de transport, de distribution ou de stockage, est comptabilisé linéairement sur la durée des contrats.

Dans les pays où le Groupe est commercialisateur (fournisseur) d'énergie sans en être le distributeur ou le transporteur, principalement en France et en Belgique, une analyse des contrats de fourniture d'énergie et du cadre réglementaire est faite pour déterminer si le chiffre d'affaires doit être comptabilisé net des coûts d'acheminement facturés aux clients, en application des dispositions d'IFRS 15.

Cette analyse peut conduire le Groupe à exercer son jugement pour déterminer si le commercialisateur agit en tant qu'agent ou principal pour les prestations de distribution et/ou de transport de l'électricité et du gaz refacturées au client. Les principaux critères utilisés par le Groupe pour exercer son jugement et conclure, dans certains pays, au rôle d'agent du fournisseur à l'égard du gestionnaire d'infrastructures sont : la responsabilité première de l'exécution de

la prestation d'acheminement, de même que celle d'engagement de réservation de capacité auprès du gestionnaire d'infrastructures, ainsi que la latitude dans la fixation du prix de la prestation d'acheminement ;

— Constructions, installations, exploitation et maintenance, «facility management» et autres services

Le chiffre d'affaires des activités de constructions et d'installations concerne essentiellement des actifs, construits sur les sites de clients, tels que des unités de cogénération, des chaudières ou d'autres actifs liés à l'efficacité énergétique dès lors que les contrats correspondants sont dans le champ de la norme IFRS 15. Le chiffre d'affaires réalisé sur ces travaux de constructions et d'installations est habituellement comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

Dans le cadre des contrats d'exploitation et de maintenance, le Groupe est généralement responsable de l'exécution de prestations qui doivent permettre d'assurer la disponibilité d'installations de production d'énergie. La réalisation de ces prestations se fait de manière progressive et le revenu concerné est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

Les prestations de «facility management» comprennent généralement la gestion et l'intégration d'un grand nombre de services de natures différentes, externalisés par un client. La rémunération du fournisseur est soit fixe, soit fonction du nombre d'heures ou d'un autre indicateur, sans faire la distinction par nature de services.

Dès lors, le revenu est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés ou des heures prestées.

Si l'analyse contractuelle ne permet pas de conclure que le contrat est dans le champ d'IFRS 15, le chiffre d'affaires est alors présenté en chiffre d'affaires hors IFRS 15.

Le chiffre d'affaires réalisé sur des opérations hors du champ d'application d'IFRS 15 est présenté dans la colonne «Autres» et comprend les revenus des locations et des concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles.

La ventilation du chiffre d'affaires se présente comme suit :

En millions d'euros	Ventes		Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2019 ⁽¹⁾
	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies				
France hors Infrastructures	3 207	4 160	144	8 338	5	15 854
Infrastructures France	64	1	5 265	218	22	5 569
<i>Total France</i>	<i>3 271</i>	<i>4 160</i>	<i>5 409</i>	<i>8 556</i>	<i>27</i>	<i>21 423</i>
Reste de l'Europe	3 147	6 403	331	7 323	66	17 270
Amérique Latine	559	3 840	351	457	134	5 341
États-Unis & Canada	465	2 734	2	1 342	3	4 545
Moyen-Orient, Asie & Afrique	446	1 293	21	1 053	101	2 914
Autres	3 464	3 303	130	1 050	619	8 565
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	11 351	21 732	6 244	19 781	949	60 058

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	3 164	4 040	105	7 684	5	14 998
Infrastructures France	155	-	5 092	200	3	5 450
<i>Total France</i>	<i>3 318</i>	<i>4 040</i>	<i>5 197</i>	<i>7 885</i>	<i>9</i>	<i>20 448</i>
Reste de l'Europe	3 237	6 398	410	6 845	55	16 946
Amérique Latine	461	3 522	322	197	138	4 639
États-Unis & Canada	592	1 858	-	900	5	3 355
Moyen-Orient, Asie & Afrique	452	2 605	31	806	121	4 014
Autres	3 835	2 231	117	908	473	7 565
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	11 895	20 654	6 077	17 540	801	56 967

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

7.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats

Principes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, le Groupe évalue les créances commerciales à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15.

Les actifs de contrats regroupent les montants auxquels l'entité a droit en échange de biens ou de services qu'elle a déjà fournis à un client mais pour lesquels le paiement n'est pas encore exigible ou est subordonné à la réalisation d'une condition particulière prévue au contrat. Lorsqu'un montant devient exigible, il est transféré au compte de créance.

Une créance client est comptabilisée dès que l'entité a un droit inconditionnel à percevoir un paiement. Ce droit inconditionnel existe dès l'instant où seul l'écoulement du temps rend le paiement exigible.

Les passifs de contrats regroupent les montants perçus par l'entité en rémunération de biens ou de service qu'elle n'a pas encore fournis au client. Le passif de contrat est soldé par la constatation du chiffre d'affaires.

Les créances commerciales et autres débiteurs de même que les actifs de contrats font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le modèle de dépréciation des actifs financiers est basé sur la méthode des pertes de crédit attendues. Pour calculer les pertes de valeur attendues, le Groupe retient une approche matricielle de provisionnement pour les créances commerciales et les actifs de contrats dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base de portefeuille. Une approche individuelle est applicable aux grands clients et aux autres grandes contreparties, dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base individuelle.

Il convient de se reporter à la Note 17 «Risques liés aux instruments financiers» en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

7.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Créances commerciales et autres débiteurs	15 180	15 613
Dont IFRS 15	7 385	7 552
Dont non-IFRS 15	7 795	8 060
Actifs de contrats	7 831	7 411
Produits à recevoir et factures à établir	6 783	6 377
Gaz et électricité en compteur ^{(1) (2)}	1 048	1 034

(1) Soit 1,7% du chiffre d'affaires annuel.

(2) Net d'acompte.

Au 31 décembre 2019, les secteurs enregistrant le plus d'actifs de contrats sont la France hors Infrastructures (2 884 millions d'euros, principalement sur la France BtoB et BtoC), le Reste de l'Europe

(2 708 millions d'euros, principalement sur le Benelux, l'Allemagne et le Royaume-Uni) et Autres (1 017 millions d'euros, principalement sur la BU GEM).

En millions d'euros	31 déc. 2019			31 déc. 2018		
	Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net	Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	16 277	(1 097)	15 180	16 689	(1 076)	15 613
Actifs de contrats	7 848	(17)	7 831	7 419	(8)	7 411
TOTAL	24 125	(1 114)	23 011	24 108	(1 085)	23 023

Gaz et électricité en Compteur

Pour les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, le gaz livré mais non encore relevé à la clôture, est estimé à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente.

Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives n'étant parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier a posteriori que les risques d'erreur dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs.

En France et en Belgique, le «Gaz en Compteur» est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la

consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du Gaz en Compteur. La quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

L'«électricité en compteur» est également déterminée sur la base d'une méthode d'allocation directe similaire à celle utilisée pour le gaz en tenant compte toutefois des spécificités liées aux consommations d'électricité. En ce qui concerne sa valorisation elle se fera également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2019, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 3 275 millions d'euros (contre 3 108 millions d'euros au 31 décembre 2018).

7.2.2 Passifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2019			31 déc. 2018		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	45	4 286	4 330	36	3 598	3 634
Avances et acomptes reçus	11	2 190	2 201	-	1 713	1 713
Produits constatés d'avance	34	2 096	2 129	36	1 885	1 921

Au 31 décembre 2019, les secteurs enregistrant le plus de chiffre d'affaires constaté à l'avancement, engendrant ainsi des décalages entre les paiements et la réalisation des prestations sont la France hors Infrastructures (2 382 millions d'euros, principalement chez France BtoB et BtoC) et le Reste de l'Europe (1 295 millions d'euros principalement au Benelux, Allemagne et Royaume-Uni).

7.3 Chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance restant à réaliser

Le chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance partiellement réalisées au 31 décembre 2019 s'élève à 16 792 millions d'euros et concerne essentiellement les BU Royaume-Uni (7 441 millions d'euros) et France BtoB (5 052 millions d'euros) qui concentrent un volume important de contrats de construction, installation, maintenance et

Facility Management pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement. Les BU Benelux, Tractebel Engineering et Europe du Nord, du sud et de l'Est ont également du chiffre d'affaires à percevoir dans les trois prochaines années sur des opérations de performance réalisées à l'avancement.

NOTE 8 Charges opérationnelles

Principes comptables

Les charges opérationnelles comprennent :

- les achats et dérivés à caractère opérationnel englobant :
 - les achats de matières premières et coûts associés (infrastructures, transport, stockage...),
 - l'effet réalisé, ainsi que le changement de juste valeur (MtM), des transactions sur matières premières, avec ou sans livraison physique, entrant dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers* et qui ne sont qualifiées ni de négoce, ni de couverture. Ces contrats sont mis en place

dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie;

- les achats de services et autres tels que les charges de sous-traitance et d'intérimaires, les charges de location (contrats de location à court terme ou dont l'actif sous-jacent est de faible valeur), les charges de concessions... ;
- les charges de personnel ;
- les amortissements, dépréciations et provisions ;
- les impôts et taxes d'exploitation.

8.1 Achats

En millions d'euros	31 déc. 2019 ⁽¹⁾	31 déc. 2018 ^{(1) (2)}
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de trading ⁽³⁾	(29 340)	(28 431)
Achats de services et autres ⁽⁴⁾	(10 609)	(10 229)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	(39 950)	(38 660)

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(3) Dont une charge nette au 31 décembre 2019 de 426 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre une charge nette de 223 millions d'euros au 31 décembre 2018).

(4) Dont 258 millions d'euros de charges de location relatives à des contrats à court terme et contrats portant sur des actifs de faible valeur comptabilisées selon IFRS 16 au 31 décembre 2019 (contre 828 millions d'euros au 31 décembre 2018 comptabilisées selon IAS 17).

8.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Avantages à court terme		(10 933)	(9 998)
Paiements fondés sur des actions	21	(56)	(86)
Charges liées aux plans à prestations définies	20.3.4	(368)	(407)
Charges liées aux plans à cotisations définies	20.4	(121)	(133)
CHARGES DE PERSONNEL		(11 478)	(10 624)

8.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Dotations aux amortissements	14 & 15	(4 497)	(3 882)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(104)	-
Variation nette des provisions	19	208	296
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		(4 393)	(3 586)

Au 31 décembre 2019, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 943 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 554 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

NOTE 9 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles

Principes comptables

Les autres éléments du Résultat des activités opérationnelles (RAO) comprennent :

- Les «Pertes de valeur» : cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwill*, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;
- Les «Restructurations» : il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative le champ d'activité de l'entreprise, ou la manière dont cette activité est gérée, conformément aux critères prévus par IAS 37 ;
- Les «Effets de périmètre». Cette ligne regroupe :
 - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
 - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
 - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
 - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés – à l'exception des résultats dégagés dans le cadre des modèles «*Develop, Build, Share & Operate*» (DBSO) ou «*Develop, Share, Build & Operate*» (DSBO), utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui sont enregistrés en Résultat opérationnel courant ;
 - les «Autres éléments non récurrents» : cette rubrique comprend notamment les plus ou moins-values de cession sur les actifs non courants.

9.1 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Pertes de valeur :			
<i>Goodwill</i>	13.1	(116)	(14)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	14 & 15	(1 735)	(1 609)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		-	(209)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS		(1 851)	(1 831)
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		61	33
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		20	-
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR		81	33
TOTAL		(1 770)	(1 798)

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2019 s'élèvent à 1 770 millions d'euros. Elles concernent les immobilisations corporelles ainsi que le *goodwill*. Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2019 s'établit à 1 579 millions d'euros.

Les tests de perte de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 13.3.

9.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2019

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2019 s'élèvent à 1 770 millions d'euros et portent essentiellement sur :

– Actifs nucléaires en Belgique

Consécutivement à la poursuite des investissements de jeunesse des centrales prolongées à 50 ans et à l'augmentation des actifs de démantèlement liés à la révision des provisions pour démantèlement

(cf. Note 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire») la valeur comptable des installations de production nucléaire a crû significativement en 2019 dans un contexte de tassement des prix. Compte tenu des pertes de valeur déjà constatées par le passé (cf. Note 10.2.1 des états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2018), cette appréciation des actifs nucléaires a fait l'objet d'un test de valeur en distinguant les unités nucléaires ne disposant plus d'option de prolongation de durée de vie de celles pouvant éventuellement être prolongées au-delà de 2025.

Dans ce contexte, le Groupe a mis à jour ses prévisions en cohérence avec le planning de maintenance des unités nucléaires revu pour les trois prochaines années et avec l'adaptation de leurs modalités de gestion à l'approche de leur fin de vie. Le Groupe a reconnu des pertes de valeur sur les unités non prolongeables pour un montant total de 1 023 millions d'euros au 31 décembre 2019 dont 639 millions d'euros au titre des actifs de démantèlement reconnus en contrepartie de la hausse des provisions pour démantèlement des installations nucléaires.

Autres pertes de valeur

Les autres pertes de valeur comptabilisées par le Groupe portent principalement sur :

- des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine pour 165 millions d'euros, suite aux engagements d'arrêt anticipé de ces unités ;
- la décision de mise sous cocon d'un actif de production d'électricité d'origine thermique au Moyen-Orient pour 135 millions d'euros, dans un contexte économique défavorable ;
- l'actif incorporel relatif à la valeur du portefeuille clients France BtoC pour 111 millions d'euros, la valeur de cet actif étant affectée par la loi votée en 2019 actant la fin des tarifs de vente réglementés en 2023 ;
- l'ajustement de valeur de plusieurs centrales charbon en Allemagne et aux Pays-Bas dans le contexte de leur cession (cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019»), pour 148 millions d'euros principalement imputés sur l'intégralité du *goodwill* alloué aux actifs cédés pour 108 millions d'euros.

9.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2018

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2018 s'élevaient à 1 798 millions d'euros et concernaient principalement :

- des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe (646 millions d'euros), notamment liées au durcissement attendu du cadre réglementaire pour les centrales charbon ;
- des actifs nucléaires en Belgique (615 millions d'euros) dans un contexte de non-prolongation de la durée de vie des unités nucléaires ;
- d'autres pertes de valeur relatives à une participation dans le secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique (209 millions d'euros), des sites d'infrastructures gazières en Europe (87 millions d'euros) et des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine (71 millions d'euros).

Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2018 s'établissait à 1 540 millions d'euros.

9.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 218 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 162 millions d'euros au 31 décembre 2018) comprennent essentiellement en 2019 et 2018 des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique, à des arrêts d'exploitation, à la fermeture ou restructuration de certains sites et divers autres coûts de restructurations.

9.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2019, les effets de périmètre s'élevaient à 1 604 millions d'euros et comprennent principalement un résultat de 1 580 millions d'euros relatif à la cession de Glow dont 143 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (écarts de conversion pour 351 millions d'euros et couvertures pour -208 millions d'euros).

Au 31 décembre 2018, les effets de périmètre s'élevaient à -150 millions d'euros et comprenaient principalement un résultat de -87 millions d'euros relatif à la cession de la centrale thermique Loy Yang B en Australie essentiellement au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global et un résultat de -27 millions d'euros sur la cession des activités GNL aux États-Unis.

9.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2019, d'un montant total de -1 240 millions d'euros comprennent essentiellement l'impact non récurrent de la révision des provisions nucléaires (aval du cycle) et autres charges diverses pour -1 166 millions d'euros.

Au 31 décembre 2018, les autres éléments non récurrents d'un montant total de -147 millions d'euros comprenaient essentiellement des mises au rebut, coûts accessoires à des fermetures de sites et autres charges diverses.

NOTE 10 Résultat financier

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2019	Charges	Produits	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(894)	-	(894)	(828)	-	(828)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	30	30	-	4	4
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(3)	-	(3)	(3)	-	(3)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	84	84	-	81	81
Coûts d'emprunts capitalisés	106	-	106	134	-	134
Coût de la dette	(790)	114	(676)	(697)	85	(611)
Coût des dettes de location ⁽²⁾	(48)	-	(48)	(16)	-	(16)
Soultés décaissées lors du débouclage de swaps	(62)	-	(62)	(108)	-	(108)
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	62	62	-	102	102
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	-	6	6	-	13	13
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(62)	68	6	(108)	115	7
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(121)	-	(121)	(112)	-	(112)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(566)	-	(566)	(538)	-	(538)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(223)	-	(223)	(185)	-	(185)
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(34)	212	179	(84)	73	(11)
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	-	169	169	-	111	111
Autres	(457)	350	(107)	(241)	216	(25)
Autres produits et charges financiers	(1 400)	731	(669)	(1 161)	400	(761)
RÉSULTAT FINANCIER	(2 300)	913	(1 387)	(1 981)	600	(1 381)

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Au 31 décembre 2018, le coût des dettes de location correspond aux intérêts relatifs aux dettes de location-financement précédemment présentés en «Coût de la dette nette».

L'augmentation du coût de la dette nette s'explique notamment par l'augmentation de la dette au Brésil en lien avec l'acquisition de TAG (cf. Note 4.3.1 «Acquisition d'une participation de 58,5% dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) au Brésil») par rapport à fin décembre 2018 partiellement compensée par les effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisés par

le Groupe (cf. Note 16.3.3 «Instruments financiers – Description des principaux événements de la période»).

Au 31 décembre 2019, le coût moyen de la dette après impact des dérivés s'élève à 2,70% contre 2,68% au 31 décembre 2018.

NOTE 11 Impôts**Principes comptables**

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un *goodwill* dont la perte de valeur n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré et sont présentés à l'actif ou au passif de l'état de la situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôts différés ne sont pas actualisés.

Les effets d'impôt relatifs aux coupons versés sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée sont présentés en résultat.

11.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat**11.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat**

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 640 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 704 millions d'euros en 2018). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Impôt exigible	(761)	(712)
Impôt différé	121	9
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	(640)	(704)

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

11.1.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt comptabilisée

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique du Groupe et la charge d'impôt effectivement comptabilisée est présentée dans le tableau suivant :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Résultat net	1 649	1 629
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	500	361
Résultat après impôt des activités non poursuivies	-	1 069
Impôt sur les bénéfices	(640)	(704)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	1 790	903
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	<i>285</i>	<i>1 434</i>
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	<i>1 505</i>	<i>(531)</i>
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	34,4%	34,4%
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	(616)	(311)
Éléments de passage entre le produit/(charge) d'impôt théorique et la charge d'impôt inscrite au compte de résultat		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable pour la société mère et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions françaises et étrangères	215	42
Différences permanentes ⁽²⁾	(23)	(72)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ⁽³⁾	533	123
Compléments d'impôt ⁽⁴⁾	(123)	(74)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles ⁽⁵⁾	(867)	(968)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus ⁽⁶⁾	212	370
Effet des changements de taux d'impôt ⁽⁷⁾	(55)	54
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ⁽⁸⁾	101	185
Autres ⁽⁹⁾	(16)	(53)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	(640)	(704)

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées, la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides ainsi que les effets liés au plafonnement de la déductibilité des intérêts d'emprunt en 2018 en France.

(3) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit dans certaines juridictions fiscales, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités, les pertes de valeur et moins-values non déductibles sur les titres de participation, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation.

(4) Comprend notamment la quote-part de frais et charges sur les dividendes, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.

(5) Comprend (i) l'effet de la non-reconnaissance des différences temporelles fiscales actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations.

(6) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales.

(7) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé en France.

(8) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, les crédits d'impôt en France et autres réductions d'impôt.

(9) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

11.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit/de la charge d'impôt différé du compte de résultat

En millions d'euros	Impacts résultat	
	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	572	302
Engagements de retraite et assimilés	28	2
Provisions non déductibles	(137)	(77)
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(93)	(141)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	(1 360)	845
Autres	(36)	38
TOTAL	(1 028)	969
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(239)	(249)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/IFRS 9)	1 661	(751)
Autres	(273)	116
TOTAL	1 149	(884)
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	121	85
<i>Dont activités poursuivies</i>	121	9

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

11.2 Produits et charges d'impôt différé comptabilisés en «Autres éléments du résultat global»

Les produits et charges d'impôt différé comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ventilés par composantes, sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Instruments de capitaux propres et de dettes	(2)	(1)
Écarts actuariels	256	68
Couverture d'investissement net	12	(14)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	218	71
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	10	(10)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	494	114
Quote-part des entreprises mises en équivalence	81	(20)
Activités non poursuivies	-	(81)
TOTAL	575	13

11.3 Impôts différés dans l'état de la situation financière

11.3.1 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de la situation financière, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôts différés, se ventile de la manière suivante :

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
AU 31 DÉCEMBRE 2018 ⁽¹⁾	1 066	(5 415)	(4 349)
IFRS 16 (cf. Note 1)	-	4	4
AU 1^{er} JANVIER 2019 Y COMPRIS IFRS 16	1 066	(5 410)	(4 345)
Effet du résultat de la période	(1 028)	1 149	121
Effet des autres éléments du résultat global	482	38	520
Effet de périmètre	(86)	29	(57)
Effet de change	10	(27)	(17)
Autres effets	(115)	121	7
Effet de présentation nette par entité fiscale	531	(531)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2019	860	(4 631)	(3 771)

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

11.3.2 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés présentée dans l'état de la situation financière (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôts différés)

Principes comptables

Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Cette probabilité de bénéfices imposables futurs est estimée en prenant en considération l'existence de différences temporelles imposables relevant de la même entité

fiscale et se reversant sur les mêmes échéances vis-à-vis de la même autorité fiscale, ainsi que les estimations de profits taxables futurs. Ces prévisions de profits taxables et les consommations de reports déficitaires en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat sur une période de projections fiscales de six années telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

En millions d'euros	Position de clôture	
	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 118	1 765
Engagements de retraite	1 635	1 374
Provisions non déductibles	268	371
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	763	787
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	2 199	3 398
Autres	518	545
TOTAL	7 502	8 239
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(8 953)	(8 773)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	(1 700)	(3 343)
Autres	(620)	(472)
TOTAL	(11 273)	(12 588)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(3 772)	(4 349)

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

11.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2019, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 3 836 millions d'euros (contre 3 216 millions d'euros au 31 décembre 2018). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique et au Luxembourg) ou limitée à neuf ou six ans aux Pays-Bas selon l'année de réalisation

des pertes. Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu entièrement ou partiellement à la comptabilisation d'actifs d'impôts différés faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de la situation financière s'élève à 929 millions d'euros en 2019 contre 1 364 millions d'euros en 2018.

NOTE 12 Résultat par action

Principes comptables

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat de base par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions ordinaires potentiellement

dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément aux dispositions d'IAS 33 – *Résultat par action*, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés (cf. Note 18.2.1 «Émission de titres super-subordonnés»).

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions de performance en titres ENGIE.

Numérateur (en millions d'euros)	31 déc. 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Résultat net part du Groupe	984	1 033
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies</i>	984	(12)
Rémunération des titres super-subordonnés	(165)	(145)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	820	889
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action</i>	820	(156)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	820	889
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 413	2 396
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	12	11
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	2 425	2 407
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	0,34	0,37
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action</i>	0,34	(0,07)
Résultat net part du Groupe par action dilué	0,34	0,37
<i>Dont Résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action</i>	0,34	(0,06)

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018, n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

NOTE 13 Goodwill

Principes comptables

Le *goodwill* est calculé par différence entre :

- d'une part la somme de :
 - la contrepartie transférée,
 - le montant des intérêts minoritaires dans l'entreprise acquise, et
 - dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- et d'autre part la juste valeur nette des actifs acquis et des passifs repris identifiables. Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management à la date d'acquisition.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut plus être ajusté après la fin de la période d'évaluation de 12 mois.

Les *goodwill* relatifs aux participations dans les entreprises associées sont compris dans la valeur des participations dans les entreprises mises en équivalence.

Risque de perte de valeur

Les *goodwill* ne sont pas amortis mais font l'objet, conformément à IAS 36, de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur. Ces *goodwill* sont testés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Il y a perte de valeur du *goodwill* si la valeur nette comptable de l'UGT à laquelle le *goodwill* est affecté est supérieure à la valeur recouvrable de cette UGT. Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 13.3.

Les pertes de valeur relatives aux *goodwill* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat.

Indices de perte de valeur sur un *goodwill*

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :
 - sur la période, la valeur de marché d'un actif a diminué de façon plus importante que du seul effet attendu du passage du temps ou de l'utilisation normale de l'actif,
 - d'importants changements, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement technologique, économique ou juridique ou du marché dans lequel l'entité opère ou dans le marché auquel l'actif est dévolu,
 - les taux d'intérêt du marché ou d'autres taux de rendement du marché ont augmenté durant la période et il est probable que ces augmentations affecteront le taux d'actualisation utilisé dans le calcul de la valeur d'utilité d'un actif et diminueront de façon significative la valeur recouvrable de l'actif,
 - la valeur comptable de l'actif net de l'entité est supérieure à sa capitalisation boursière ;
- au titre des indices internes :
 - il existe un indice d'obsolescence ou de dégradation physique d'un actif,
 - des changements importants, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou sont susceptibles de survenir dans un proche avenir, dans le degré ou le mode d'utilisation d'un actif tel qu'il est utilisé ou que l'on s'attend à l'utiliser. Ces changements incluent la mise hors service de l'actif, les plans d'abandon ou de restructuration du secteur d'activité auquel un actif appartient et les plans de sortie d'un actif avant la date précédemment retenue, et la réestimation de la durée d'utilité d'un actif comme déterminée plutôt qu'indéterminée,
 - des données internes montrent que la performance économique d'un actif est ou sera moins bonne que celle attendue.

13.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros

	Valeur nette
AU 31 DÉCEMBRE 2018	17 809
Pertes de valeur	(116)
Variations de périmètre et Autres	876
Écarts de conversion	96
AU 31 DÉCEMBRE 2019	18 665

La variation de la période provient principalement (i) d'effets liés aux variations de périmètre résultant principalement de la comptabilisation de *goodwill*s dégagés respectivement sur les acquisitions de Powerlines Group GmbH (160 millions d'euros), d'OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co (137 millions d'euros), de Compañía Americana de Multiservicios

(78 millions d'euros), du groupe Houat chez CN'Air (77 millions d'euros) et Pierre Guerin (69 millions d'euros), et de (ii) la comptabilisation d'une perte de valeur de 108 millions d'euros au titre de la cession des centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas.

13.2 Informations sur les UGT *goodwill*

Le tableau ci-dessous présente le montant du *goodwill* des UGT «significatives» au 31 décembre 2019 :

<i>En millions d'euros</i>	Secteur reportable	31 déc. 2019
UGT SIGNIFICATIVES		
Benelux	Reste de l'Europe	4 260
GRDF	Infrastructures France	4 009
France Renouvelables	France hors Infrastructures	1 194
Royaume-Uni	Reste de l'Europe	1 115
AUTRES UGT IMPORTANTES		
France BtoB	France hors Infrastructures	1 052
France BtoC	France hors Infrastructures	1 046
Amérique du Nord	États-Unis & Canada	986
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Reste de l'Europe	818
GRTgaz	Infrastructures France	614
Génération Europe	Reste de l'Europe	521
AUTRES UGT		3 051
TOTAL		18 665

13.3 Tests de pertes de valeur des UGT *goodwill*

Toutes les UGT *goodwill* font l'objet d'un test de pertes de valeur réalisé sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des UGT est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

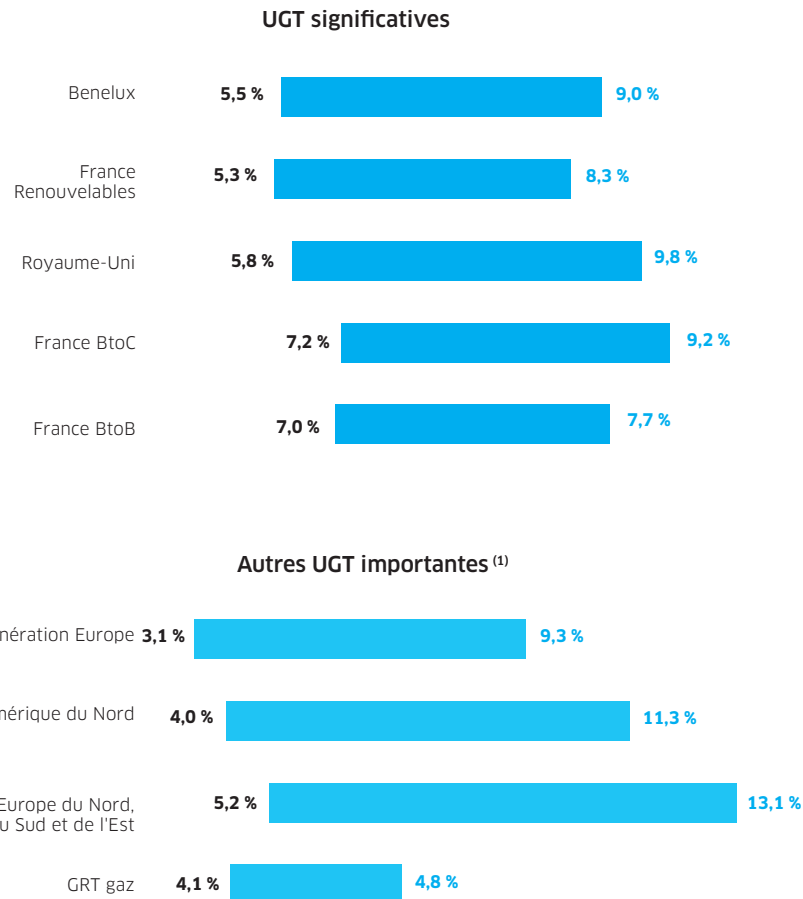
Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2023-2040. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en décembre 2019 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide («prix *forward*») concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO₂ et le prix de l'électricité sur les différents marchés ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO₂ sont en ligne avec les objectifs de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le «pacte vert pour l'Europe» présenté en décembre 2019. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO₂, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, marchés, pays et devises liés à chaque UGT *goodwill* examinée. Les taux d'actualisation retenus sont cohérents avec les sources externes

d'informations disponibles. Les taux après impôts retenus en 2019 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 3,1% et 13,1% (entre 3,7% et 11,3% en 2018). Les taux d'actualisation utilisés pour les principales UGT *goodwill* sont présentés ci-après :



(1) Les méthodes de valorisation utilisées correspondent au DCF (actualisation des flux futurs de trésorerie ou *Discounted Cash Flows method*) et au DDM (actualisation des dividendes ou *Discounted Dividend Model*).

13.3.1 UGT significatives

Cette section présente la méthode de détermination de la valeur d'utilité, les hypothèses clés sous-tendant la valorisation, ainsi que les analyses de sensibilité concernant les tests de pertes de valeur des UGT *goodwill* significatives du Groupe au 31 décembre 2019.

13.3.1.1 UGT Benelux

Le montant du *goodwill* affecté à cette UGT est de 4 260 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT Benelux regroupe les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg (i) de production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de champs éoliens, (ii) de commercialisation de gaz naturel et d'électricité et (iii) d'activités de services à l'énergie, ainsi que les droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin en France.

Présentation des hypothèses clés du test de pertes de valeur

Les prévisions de flux de trésorerie de cette UGT reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix à long terme des combustibles et du CO₂, l'évolution de la demande d'électricité et de gaz, l'évolution des prix de l'électricité, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre réglementaire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique et la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France). Enfin, les taux d'actualisation constituent également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de cette UGT *goodwill*.

Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires ⁽¹⁾
Production d'électricité d'origine nucléaire Belgique	Pour Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée d'utilité de 50 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 3 et Tihange 2, projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée de 40 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 4 et Tihange 3, prolongation de l'exploitation de ce parc sur une période de 20 ans.
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.
Activités de commercialisation et de services à l'énergie	Projection des flux de trésorerie sur la durée du plan d'affaires à moyen terme puis application d'une valeur de sortie sur le flux de trésorerie normatif avec un taux de croissance long terme de 1,9%.

(1) Hypothèses identiques à celles au 31 décembre 2018.

Les hypothèses les plus structurantes concernant le cadre réglementaire belge portent sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes ainsi que sur le niveau des redevances et contributions nucléaires payées à l'État belge.

Le test de pertes de valeur intègre la prolongation de 10 ans jusqu'en 2025 des unités de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de leur prolongation et les nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire applicables aux réacteurs de seconde génération (Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3) jusqu'à leur 40^e année d'exploitation, telles que définies dans la loi adoptée le 29 décembre 2016.

Par ailleurs, le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40^e année d'exploitation ont été réaffirmés par la loi du 18 juin 2015, et par le pacte énergétique approuvé par le gouvernement le 30 mars 2018. Ce pacte est complété par une stratégie énergétique fédérale articulée autour de quatre objectifs concernant la sécurité d'approvisionnement, l'impact sur le climat, l'impact sur les prix de l'énergie et la sécurité des installations. Un comité de monitoring est mis en place pour apprécier l'atteinte de ces objectifs, et fera, le cas échéant, des recommandations aux instances politiques pour procéder à des mesures correctives.

Cependant, compte tenu (i) de la prolongation des unités de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 au-delà de 40 ans, (ii) de la part importante de la production nucléaire dans le mix énergétique belge, (iii) de l'absence de plan industriel suffisamment détaillé et attractif pour inciter les acteurs de l'énergie à investir dans des capacités thermiques de substitution et (iv) des objectifs de réduction des émissions de CO₂, le Groupe considère qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025. En conséquence, le Groupe retient dans son calcul de la valeur d'utilité une hypothèse de prolongation de 20 ans de la moitié de son parc d'unités de seconde génération, tout en tenant compte d'un mécanisme de contribution nucléaire au profit de l'État belge. Si les circonstances décrites ci-dessus devaient évoluer dans le futur, le Groupe pourrait être amené à adapter ses scénarios industriels en conséquence.

En France, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a autorisé la réalisation d'une quatrième visite décennale pour la centrale nucléaire de Tricastin, permettant ainsi une prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation de ces réacteurs. Le Groupe a donc tenu compte de la prolongation de 10 années de ses contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires de Tricastin et Chooz B qui arrivent à échéance

respectivement en 2021 et 2037. Cette hypothèse de prolongation était déjà considérée en 2018, le Groupe considérant, en cohérence avec son scénario de référence sur l'évolution du mix énergétique français, qu'une extension de la durée d'exploitation de ces réacteurs constituait le scénario le plus crédible et le plus probable.

Résultats du test de pertes de valeur

Au 31 décembre 2019, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* est supérieure à sa valeur nette comptable. Le Groupe a par ailleurs comptabilisé des pertes de valeur sur des unités nucléaires pour un montant de 1 022 millions d'euros (cf. Note 9.1 «Pertes de valeur»), dont 638 millions d'euros au titre des actifs de démantèlement des unités non prolongeables reconnus suite à la révision triennale des provisions nucléaires (cf. Note 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire»).

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine nucléaire se traduirait par une perte de valeur complémentaire de l'ordre de 0,5 milliard d'euros. Inversement, l'augmentation du prix de l'électricité de 10 €/MWh, aurait un impact positif sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 54% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 57% sur ce calcul.

Différentes configurations transformantes ont été examinées concernant la production d'énergie nucléaire en Belgique :

- la disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille en 2025 à l'issue des 50 années d'exploitation de Tihange 1, Doel 1, Doel 2 et des 40 années d'exploitation des unités de seconde génération aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test ; la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 1,5 milliard d'euros ;
- en cas de prolongation de 10 ans de la durée de la moitié du parc des réacteurs de seconde génération, suivie de la disparition de toute composante nucléaire, la valeur recouvrable deviendrait inférieure à la valeur comptable et le risque de dépréciation s'élèverait alors à 0,6 milliard d'euros.

13.3.1.2 UGT GRDF

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT GRDF regroupe les activités régulées de distribution de gaz naturel en France.

La valeur terminale retenue dans le calcul de la valeur d'utilité correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2025. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par l'opérateur de distribution. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée à un taux égal au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel dit «tarif ATRD 6» qui entrera en vigueur à partir du 1^{er} juillet 2020 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements acceptés par la CRE dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 5.

Compte tenu du caractère régulé des activités regroupées au sein de l'UGT GRDF, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

13.3.1.3 UGT France Renouvelables

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 194 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT France Renouvelables regroupe les activités de développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France (hydraulique, éolien, photovoltaïque).

La détermination de la valeur terminale pour le calcul de la valeur d'utilité a été réalisée pour les activités hydrauliques en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution post-horizon liquide des prix de vente de l'électricité.

La valeur d'utilité de la Compagnie Nationale du Rhône et de la SHEM tient compte d'hypothèses portant notamment sur la prolongation ou la remise en appel d'offres des concessions, ainsi que sur les modalités d'une éventuelle prolongation.

Les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et réglementaires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissement à réaliser, etc.) durant cette période.

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique aurait un impact négatif de 73% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable de l'UGT demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10 €/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 71% sur ce calcul.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 48% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 65% sur ce calcul.

Une absence de renouvellement de la concession hydroélectrique de la Compagnie Nationale du Rhône au-delà de 2023 aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test ; la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 1,3 milliard d'euros.

13.3.1.4 UGT Royaume-Uni

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 115 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT Royaume-Uni regroupe les activités (i) de production d'électricité d'origine renouvelable (hydraulique, éolienne et solaire), (ii) de commercialisation de gaz et d'électricité et (iii) de services auprès des clients particuliers et professionnels au Royaume-Uni.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période en utilisant un taux de croissance long terme de 2% par an.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des prix sur l'horizon post-liquide.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 52% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 40% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les actifs de production électrique aurait un impact négatif de 21% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 21% sur ce calcul.

13.3.2 Autres UGT importantes

13.3.2.1 UGT Amérique du Nord

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 986 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT Amérique du Nord regroupe principalement :

- au Canada : les activités (i) de production d'électricité d'origines renouvelables (éoliennes et biomasse) et (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels ;
- aux États-Unis : les activités de (i) commercialisation de gaz et d'électricité, (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels et (iii) production d'électricité d'origine thermique ;
- à Porto Rico : un investissement dans EcoElectrica, un ensemble industriel clé dans l'économie de Porto Rico (cf. Note 3.2 «Participations dans les coentreprises») – Nota : En dépit de la situation financière difficile de Porto Rico, le Groupe ne dispose pas au 31 décembre 2019 d'informations le conduisant à modifier ses hypothèses d'évaluation de sa quote-part dans ces actifs.

Les activités de production d'énergie électrique d'origine éolienne et solaire acquises en 2018 aux États-Unis constituent une UGT *goodwill* indépendante.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités de services et de commercialisation d'énergie sur la base de multiples d'EBITDA.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des marges captées sur l'horizon post-liquide.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif sur ce calcul.

Une diminution de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 18% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 18% sur ce calcul.

Une diminution de 10% de la marge des activités de services aurait un impact négatif de 8% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 8% sur ce calcul.

13.3.2.2 UGT Génération Europe

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 521 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT Génération Europe regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2020 et plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de trois ans sur la durée d'utilité des actifs sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution post-horizon liquide du prix du CO₂, des combustibles et de l'électricité.

Résultats du test de pertes de valeur

Au 31 décembre 2019, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Génération Europe est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 15% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 18% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques aurait un impact négatif de 24%, sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 24% sur ce calcul.

13.3.2.3 Autres UGT *goodwill* importantes

Les autres UGT *goodwill* importantes présentent des marges importantes entre leur valeur recouvrable et leur valeur nette comptable au 31 décembre 2019.

13.4 Répartition sectorielle

La répartition par secteur reportable de la valeur comptable des *goodwill* s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	3 705
Infrastructures France	5 006
Reste de l'Europe	6 713
Amérique Latine	820
États-Unis & Canada	1 103
Moyen-Orient, Asie & Afrique	741
Autres	576
TOTAL	18 665

NOTE 14 Immobilisations incorporelles

Principes comptables

Évaluation initiale

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

En nombre d'années

	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	50

Certaines immobilisations incorporelles, dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de perte de valeur annuel.

Risque de perte de valeur

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement.

Indices de perte de valeur

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

Les principaux indices de perte de valeur externes et internes sont présentés en Note 13 «*Goodwill*».

Pertes de valeur

Les immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou Unité Génératrice de Trésorerie – UGT) déterminé conformément aux prescriptions d'IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des UGT dont on pourra comparer les valeurs comptables et les valeurs recouvrables.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté en fonction du rythme attendu de la consommation des avantages économiques futurs de l'actif. Les amortissements sont calculés, essentiellement sur base du mode linéaire, en fonction des durées d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	50

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales hypothèses économiques retenues portent sur :

- les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire ;
- des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme requis par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur recouvrable des actifs concernés est déterminée sur la base de leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture.

En cas de perte de valeur, celle-ci est inscrite sur la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat

Droits incorporels sur contrats de concession

L'interprétation IFRIC 12 – *Accords de concession de services* traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à

l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et

- le concédant contrôle tout intérêt résiduel significatif de l'infrastructure au terme du contrat, par exemple il a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

Le modèle de l'actif incorporel selon IFRIC 12§17 s'applique si l'opérateur reçoit un droit (une licence) de faire payer les utilisateurs, ou le concédant, en fonction de l'utilisation faite du service public. Il n'existe pas de droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie, car ce droit dépend du niveau d'utilisation du service par les usagers.

Les infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles. C'est le cas des infrastructures de distribution de gaz en France. En

effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GRDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Frais de recherche et développement

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité.

14.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2018 ⁽¹⁾	3 753	2 719	11 000	17 472
IFRS 16 (cf. Note 1)	(12)	-	-	(12)
Au 1^{er} janvier 2019 y compris IFRS 16	3 741	2 719	11 000	17 460
Acquisitions	152	-	1 120	1 271
Cessions	(13)	(17)	(135)	(165)
Écarts de conversion	(3)	-	36	33
Variations de périmètre	(26)	-	5	(21)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	2	2
Autres variations	(14)	160	(43)	103
AU 31 DÉCEMBRE 2019	3 838	2 862	11 984	18 684
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2018 ⁽¹⁾	(1 550)	(2 087)	(7 117)	(10 754)
IFRS 16 (cf. Note 1)	5	-	-	5
Au 1^{er} janvier 2019 y compris IFRS 16	(1 545)	(2 087)	(7 117)	(10 749)
Dotations aux amortissements	(138)	(65)	(741)	(943)
Pertes de valeur	(14)	-	(128)	(142)
Cessions	12	17	62	91
Écarts de conversion	1	-	(20)	(19)
Variations de périmètre	26	-	119	145
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	-	-
Autres variations	2	-	(31)	(29)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	(1 656)	(2 135)	(7 855)	(11 646)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2018 ⁽¹⁾	2 204	632	3 883	6 718
AU 31 DÉCEMBRE 2019	2 182	727	4 129	7 038

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

En 2019 l'augmentation nette du poste «Immobilisations incorporelles» s'explique essentiellement par des investissements pour un total de 1 271 millions d'euros, partiellement compensés par des amortissements pour un total de 943 millions d'euros. La variation de périmètre totale de 124 millions d'euros est relative principalement aux acquisitions de la société OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co pour 26 millions d'euros, de la société de services énergétiques Conti en

Amérique du Nord pour 34 millions d'euros et la société Certinergy pour 51 millions d'euros.

14.1.1 Pertes de valeur

Les pertes de valeur concernent principalement la relation clients BtoC en France suite à l'adoption de la loi actant la fin des tarifs réglementés de vente et la hausse du taux d'attrition du portefeuille pour 111 millions d'euros.

14.1.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou dans le cadre de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs sous-jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 50 ans. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B et Tricastin (France), et de capacités de production virtuelle (VPP – *Virtual Power Plant*) en Italie.

14.1.3 Autres

Au 31 décembre 2019, ce poste comprend principalement 1 218 millions d'euros de logiciels et licences, 636 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 2 007 millions d'euros composés notamment d'actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre

de regroupements d'entreprises et de coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés.

14.2 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques.

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, s'élèvent à 189 millions d'euros pour l'exercice 2019, dont 23 millions d'euros de dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38).

NOTE 15 Immobilisations corporelles

Principes comptables

Évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique moins les amortissements cumulés et les pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application d'IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date de début une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de l'actif au titre du démantèlement.

Les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'un actif qualifié sont incorporés dans son coût.

Contrats de location

Jusqu'au 31 décembre 2018, seuls les contrats de location-financement au sens d'IAS 17 – *Contrats de location* étaient, lorsque le Groupe est preneur, comptabilisés à l'actif du bilan. Un contrat de location était qualifié de contrat de location-financement lorsque la quasi-totalité des risques et avantages de l'actif étaient transférés au preneur.

Comme indiqué dans la Note 1.1.1 «Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2019», le Groupe applique, depuis le 1^{er} janvier 2019, la norme IFRS 16 – *Contrats de location* pour la comptabilisation des contrats de location dans lesquels il est preneur.

Conformément à IFRS 16, le Groupe reconnaît un droit d'utilisation à l'actif du bilan et une dette de location au titre des accords considérés comme des contrats de location dans lesquels il est preneur, à

l'exception des contrats d'une durée initiale inférieure ou égale à 12 mois («contrats de location à court terme»), ou de ceux dont l'actif sous-jacent est de faible valeur («actifs de faible valeur»). Les paiements associés à ces contrats sont comptabilisés linéairement en charge dans le compte de résultat. Les contrats de location du Groupe concernent principalement des immeubles, des véhicules et des autres équipements.

L'actif relatif au droit d'utilisation est initialement évalué au coût, qui comprend le montant initial de la dette de location (ajusté pour les paiements de loyers réalisés à la date de début du contrat ou avant cette date) majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés par le preneur, des coûts estimés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ainsi que les coûts liés à la restauration ou à la remise en état de l'actif ou du site où l'actif se trouve, moins, les éventuels avantages reçus liés à la location.

La dette de location est initialement évaluée à la valeur actuelle des loyers résiduels, actualisés au taux d'endettement marginal du preneur. Ce taux a été déterminé à partir du taux marginal d'emprunt du Groupe ajusté, conformément à la norme IFRS 16, pour tenir compte (i) de l'environnement économique des filiales, et en particulier de leur risque de crédit, (ii) de la devise dans laquelle les contrats ont été conclus et (iii) de la durée initiale du contrat (ou de la durée résiduelle de chaque contrat existant à la date de première application de la norme). La méthodologie utilisée pour calculer le taux d'emprunt marginal reflète l'échéancier de paiement des loyers (méthode de la durée).

La détermination de la durée du contrat, en ce compris l'appréciation du caractère raisonnable de l'exercice d'une option de prolongation ou du non-exercice d'une option de résiliation, est effectuée au cas par cas. Cette analyse fait l'objet d'un nouvel examen si un événement ou un changement de circonstances important, sous le contrôle du preneur, se produit et est susceptible d'avoir une incidence sur cette évaluation. À noter que pour déterminer la période exécutoire d'un contrat, le Groupe retient une définition large de la notion de pénalités en tenant compte non seulement des pénalités contractuelles à proprement parler, mais aussi des coûts annexes induits par une éventuelle résiliation.

Gaz coussin

Le gaz «coussin», injecté dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz «utile» comptabilisé en stock (cf. Note 24.2 «Stocks»), il est enregistré en Autres immobilisations.

Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants à une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés essentiellement selon un mode linéaire sur base des durées normales d'utilité suivantes :

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Installations techniques		
• Stockage – Production – Transport – Distribution	5	60 ^(*)
• Installation – Maintenance	3	10
• Aménagements hydrauliques	20	65
Autres immobilisations corporelles	2	33

(*) Hors gaz coussin.

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minimales concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maximales s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité», les centrales nucléaires sont, depuis l'exercice 2003, amorties de manière prospective sur 40 ans, à compter de leur date de mise en service, à l'exception de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre la durée du contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte des

options de renouvellement des contrats s'il est raisonnablement certain que ces options seront exercées.

L'actif relatif au droit d'utilisation est amorti de manière linéaire sur la durée du contrat de location, sauf si le contrat transfère la propriété de l'actif sous-jacent au Groupe à la fin de ce dernier. Dans ce cas, il est amorti sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, laquelle est déterminée selon les mêmes principes que celles des immobilisations corporelles mentionnées ci-dessus.

Risque de perte de valeur

Voir Note 14 «Immobilisations incorporelles».

Indices de perte de valeur

Voir Note 13 «Goodwill».

15.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Constructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèlement	Immobilisations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
VALEUR BRUTE									
Au 31 décembre 2018 ⁽¹⁾	671	5 676	81 615	419	2 444	5 469	-	1 015	97 309
IFRS 16 (cf. Note 1)	-	(230)	(1 161)	(2)	-	-	3 402	223	2 233
Au 1^{er} janvier 2019 y compris IFRS 16	670	5 446	80 455	417	2 444	5 469	3 402	1 239	99 541
Acquisitions / Augmentations	6	26	596	55	1 124	4 801	539	102	7 250
Cessions	(18)	(61)	(371)	(19)	-	(18)	(78)	(47)	(611)
Écarts de conversion	1	29	73	1	1	51	22	7	186
Variations de périmètre	2	(308)	(3 924)	17	(56)	(41)	(43)	21	(4 332)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(2)	-	(100)	-	-	(276)	-	-	(378)
Autres variations	38	357	5 129	(4)	(17)	(5 815)	40	94	(178)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	698	5 490	81 857	467	3 496	4 172	3 882	1 417	101 478
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR									
Au 31 décembre 2018 ⁽¹⁾	(130)	(3 175)	(42 270)	(290)	(1 418)	(367)	-	(742)	(48 392)
IFRS 16 (cf. Note 1)	-	83	222	-	-	-	(356)	(33)	(85)
Au 1^{er} janvier 2019 y compris IFRS 16	(130)	(3 092)	(42 049)	(289)	(1 418)	(367)	(356)	(775)	(48 476)
Dotations aux amortissements	(8)	(124)	(2 630)	(49)	(161)	-	(468)	(114)	(3 554)
Pertes de valeur	(2)	(12)	(729)	(1)	(662)	(35)	(91)	(1)	(1 532)
Cessions	3	53	273	16	-	2	65	42	455
Écarts de conversion	-	(3)	(49)	(1)	(1)	-	(3)	(1)	(58)
Variations de périmètre	2	302	3 077	(5)	38	1	7	(8)	3 414
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	7	-	-	-	-	-	7
Autres variations	-	(119)	377	9	(19)	43	(22)	(44)	225
AU 31 DÉCEMBRE 2019	(134)	(2 995)	(41 722)	(320)	(2 223)	(357)	(868)	(901)	(49 520)
VALEUR NETTE COMPTABLE									
Au 31 décembre 2018 ⁽¹⁾	541	2 501	39 345	129	1 026	5 102	-	273	48 917
AU 31 DÉCEMBRE 2019	564	2 495	40 135	147	1 273	3 815	3 014	515	51 958

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

En 2019, l'augmentation nette du poste «Immobilisations corporelles» s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 5 587 millions d'euros concernant principalement des constructions et des développements de champs éoliens et solaires aux États-Unis, en Amérique Latine et en Inde, ainsi que des extensions de réseaux de transport et de distribution dans le secteur Infrastructures France ;
- des variations de périmètre pour -918 millions d'euros résultant principalement d'opérations de DBSO ⁽¹⁾ dans l'éolien et le solaire aux États-Unis (-234 millions d'euros), au Mexique (-137 millions d'euros) et en France (-195 millions d'euros), de la vente des parcs solaires en exploitation de la société Langa (-256 millions d'euros), et de la vente des centrales au charbon en Allemagne et aux Pays-Bas (-280 millions d'euros) partiellement compensées par l'acquisition d'un projet biométhane en France (+92 millions d'euros) ;
- des effets de change de 128 millions d'euros provenant essentiellement du dollar américain (+129 millions d'euros), de la livre sterling (+87 millions d'euros) et du réal brésilien (-75 millions d'euros) ;
- partiellement compensés par des dotations aux amortissements pour un total de -3 554 millions d'euros ;
- le classement en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» des parcs solaires au Mexique (-285 millions d'euros) et des actifs dans les énergies renouvelables en France (-87 millions d'euros) ;
- et des pertes de valeurs s'élevant à -1 532 millions d'euros portant essentiellement sur :
 - les actifs nucléaires non prolongeables en Belgique pour -1 022 millions d'euros (cf. Note 9.1.1 «Pertes de valeur comptabilisées en 2019»),
 - la cession de plusieurs centrales au charbon en Allemagne et aux Pays-Bas pour -148 millions d'euros (dont -108 millions d'euros imputés sur l'intégralité du *goodwill* alloué aux «actifs destinés à être cédés» et -40 millions d'euros sur les immobilisations),
 - des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine pour -165 millions d'euros suite aux engagements d'arrêt anticipé et de conversion de ces unités,

- des turbines gaz vapeur dans le secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique dont la mise sous cocon est programmée suite au contexte économique défavorable pour -135 millions d'euros.

15.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 2 261 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 1 298 millions d'euros au 31 décembre 2018.

L'augmentation nette porte principalement sur les actifs thermiques et éoliens au Brésil pour 950 millions d'euros et sur les actifs renouvelables en France pour 46 millions d'euros.

15.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements et de matériel relatifs à des constructions d'unités de production d'énergie et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 1 384 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 1 415 millions d'euros au 31 décembre 2018.

15.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 106 millions d'euros au titre de l'exercice 2019 contre 134 millions d'euros au titre de l'exercice 2018.

(1) Develop, Build, Share & Operate.

NOTE 16 Instruments financiers

16.1 Actifs financiers

Principes comptables

Conformément aux principes de la norme IFRS 9 – *Instruments financiers*, les actifs financiers sont comptabilisés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par capitaux propres, soit à la juste valeur par résultat en fonction des deux critères suivants :

- un premier critère relatif aux caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de chaque instrument. L'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels vise à déterminer si ces flux sont «uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sur le principal restant dû» (dit test «SPPI» ou *Solely Payments of Principal and Interest*) ;
- un second critère relatif au modèle économique utilisé par l'entreprise pour gérer ses actifs financiers. La norme IFRS 9 définit trois modèles économiques différents. Un premier modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, un deuxième modèle dont l'objectif économique est atteint à la fois par la perception de flux de trésorerie contractuels et par la vente d'actifs financiers et les «autres» modèles économiques.

L'identification du modèle économique et l'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels nécessitent du jugement pour s'assurer que les actifs financiers sont classés dans la catégorie appropriée.

Lorsque l'actif financier est un placement dans un instrument de capitaux propres, et qu'il n'est pas détenu à des fins de transaction, le Groupe peut faire le choix irrévocable de présenter les profits et pertes sur ce placement en autres éléments du résultat global.

À l'exception des créances commerciales, qui sont évaluées conformément à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15, les actifs financiers sont, lors de leur comptabilisation initiale, évalués à leur juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur par résultat, des coûts de transaction directement attribuables à leur acquisition.

Lors de chaque clôture, les actifs financiers évalués selon la méthode du coût amorti ou à la juste valeur par capitaux propres (recyclable) font l'objet d'un test de dépréciation basé sur la méthode d'estimation des pertes de crédit attendues.

Les actifs financiers comprennent également les instruments financiers dérivés qui sont conformément aux dispositions normatives évalués à leur juste valeur.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre la part non courante et courante sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019			31 déc. 2018		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	16.1	7 022	2 546	9 567	6 193	2 290	8 483
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>		921	-	921	742	-	742
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>		377	-	377	365	-	365
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres ⁽¹⁾</i>		1 072	77	1 149	1 108	840	1 947
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>		871	397	1 268	600	233	832
<i>Prêts et créances au coût amorti</i>		3 782	2 072	5 854	3 378	1 218	4 596
Créances commerciales et autres débiteurs	7.2	-	15 180	15 180	-	15 613	15 613
Actifs de contrats	7.2	15	7 816	7 831	-	7 411	7 411
Trésorerie et équivalents de trésorerie ⁽¹⁾		-	10 519	10 519	-	8 700	8 700
Instruments financiers dérivés	16.4	4 137	10 134	14 272	2 693	10 679	13 372
TOTAL		11 174	46 194	57 369	8 886	44 692	53 578

(1) En 2019, le Groupe a modifié la présentation comptable de certains actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net afin de refléter la politique de gestion des placements et du risque de liquidité du Groupe et a procédé au reclassement de ces derniers en équivalents de trésorerie pour un montant de 619 millions d'euros au 31 décembre 2019. Cette modification est sans incidence sur l'endettement financier net.

16.1.1 Autres actifs financiers

16.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres (OCI)

La norme IFRS 9 permet de faire le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations de la juste valeur d'un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction. Ce choix se fait instrument par instrument (c'est-à-dire, titre par titre). Les montants présentés dans les autres éléments du résultat global ne doivent pas être transférés ultérieurement au résultat y compris les résultats de cessions. La norme autorise cependant à transférer le cumul des profits et des pertes à une autre composante des capitaux propres. Les dividendes de tels placements sont comptabilisés en résultat à moins que le dividende ne représente clairement la récupération d'une partie du coût d'investissement.

Les instruments de capitaux propres comptabilisés dans cette rubrique concernent principalement les participations dans des sociétés non contrôlées par le Groupe et pour lesquelles l'option de valorisation par capitaux propres a été retenue compte tenu de leur caractère stratégique et long terme.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition, majorée des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, pour les instruments cotés, la juste valeur est déterminée sur base du cours de bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou de flux de trésorerie et la valeur de l'actif net.

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

Les instruments de capitaux propres qui sont détenus à des fins de transaction ou pour lesquels le Groupe n'a pas fait le choix d'une valorisation en juste valeur par les autres éléments du résultat global sont évalués à la juste valeur par le compte de résultat.

Cette catégorie inclut essentiellement des participations du Groupe dans des sociétés non contrôlées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition.

Aux dates de clôture, en ce qui concerne les instruments cotés et ceux non cotés, les mêmes règles d'évaluation que celles décrites ci-dessus s'appliquent.

<i>En millions d'euros</i>	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2018	742	365	1 107
Acquisitions	226	170	396
Cessions	(111)	(24)	(135)
Variations de juste valeur	92	(23)	69
Variations de périmètre, change et divers	(28)	(112)	(140)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	921	377	1 297
Dividendes	65	7	72

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 222 millions d'euros d'instruments cotés et 1 075 millions d'euros d'instruments non cotés. Ils comprennent principalement la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour un montant de 478 millions d'euros.

16.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers dont la détention s'inscrit dans un modèle économique mixte de collecte et vente et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et aux intérêts (dit «SPPI»), sont évalués à la juste valeur par OCI (recyclable). Ceci implique un modèle d'évaluation mixte par le compte de résultat pour les intérêts (au coût amorti en utilisant la méthode dite du taux d'intérêt effectif), les dépréciations et les gains ou pertes de change et par OCI (recyclable) pour les autres gains ou pertes.

Cette rubrique reprend essentiellement des titres obligataires.

Les gains ou pertes de valeur de ces instruments sont comptabilisés en autres éléments du résultat global (OCI), à l'exception des éléments suivants, qui sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le gain ou la perte cumulé qui était précédemment comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est reclassé des capitaux propres en compte de résultat.

Instruments de dette à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels ne sont pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (dit «SPPI») ou dont la détention s'inscrit dans un «autre» modèle économique sont évalués à leur juste valeur par le compte de résultat.

Les placements du Groupe dans des fonds du type OPCVM sont comptabilisés dans cette rubrique. Ils sont considérés comme des instruments de dette, au sens de la norme IAS 32 – *Instruments financiers : Présentation*, compte tenu de l'existence d'une obligation de rachat des parts chez l'émetteur, et ce, sur simple demande du détenteur. Ils sont évalués à la juste valeur par résultat car les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels ne répondent pas au test dit SPPI.

En millions d'euros	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres		Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat		Total
	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	
AU 31 DÉCEMBRE 2018	1 025	922	525	307	2 779
Acquisitions	647	10	430	197	1 284
Cessions	(617)	(306)	(269)	-	(1 193)
Variations de juste valeur	102	-	75	3	181
Variations de périmètre, change et divers ⁽¹⁾	(20)	(614)	-	-	(634)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	1 138	11	761	507	2 417

(1) Dont 619 millions d'euros d'actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net reclassés d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»).

Les instruments de dette à la juste valeur comprennent au 31 décembre 2019 les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 1 846 millions d'euros et des instruments liquides venant en

réduction l'endettement financier net pour 518 millions d'euros (respectivement 1 492 millions d'euros et 1 229 millions d'euros au 31 décembre 2018).

16.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti

Principes comptables

Les prêts et créances financières détenus par le Groupe dans le cadre d'un modèle économique consistant à détenir l'instrument afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs à son principal et à ses intérêts (dit test «SPPI»), sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les éléments suivants sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Le Groupe a conclu des contrats de services ou des contrats *take-or-pay* qui sont ou contiennent des contrats de location et dans lesquels le Groupe agit comme bailleur et ses clients comme preneurs. Ces contrats font l'objet d'une analyse selon les principes d'IFRS 16 afin de déterminer s'ils qualifient de contrats de location simple ou de contrats de location-financement. Si un contrat transfère au client, le preneur, la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif, ce contrat est considéré comme un contrat de location-financement et une créance financière est constatée pour refléter le financement accordé par le Groupe à son client.

Les dépôts de garantie provenant des contrats de location sont également présentés dans cette rubrique. Ils sont comptabilisés à leur valeur nominale.

Il convient de se reporter à la Note 17 "Risques liés aux instruments financiers en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie".

En millions d'euros	31 déc. 2019			31 déc. 2018		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées	2 293	172	2 465	1 498	121	1 619
Autres créances au coût amorti	302	1 697	1 998	675	940	1 614
Créances de concessions	588	65	653	544	68	612
Créances de location financement	599	138	738	661	89	750
TOTAL	3 782	2 072	5 854	3 378	1 218	4 596

Les prêts et créances au coût amorti comprennent notamment le prêt accordé à Neptune Energy dans le cadre de la cession des activités d'exploration-production d'un montant de 311 millions d'euros ainsi que le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 d'un nominal de 298 millions d'euros (avant prise en compte des intérêts capitalisés et de pertes de valeurs attendues) pour la première tranche et de 433 millions d'euros pour la seconde tranche.

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti sont les suivants :

Les dépréciations et pertes de valeur attendues sur prêts et créances au coût amorti s'élèvent à 139 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 319 millions d'euros au 31 décembre 2018) et comprennent notamment la dépréciation de la créance sur l'État argentin portant sur la concession d'Aguas Provinciales de Santa Fe, revenant à SUEZ (cf. Note 25.4.1 "Concessions de Buenos Aires et Santa Fe") :

En millions d'euros	Intérêts	Évaluation ultérieure à l'acquisition	
		Effet de change	Perte de valeur attendue
Au 31 décembre 2019	233	(38)	4
Au 31 décembre 2018	263	(21)	(41)

Au 31 décembre 2019, comme au 31 décembre 2018, le Groupe n'a pas enregistré de variation significative des pertes de valeur attendues sur les prêts et créances au coût amorti.

Créances de location financement

Ces contrats relèvent de la norme IFRS 16. Il s'agit de contrats d'achat/vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Wapda et NTDC (Uch – Pakistan) et Lanxess (Electrabel – Belgique).

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Paiements minimaux non actualisés	878	919
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	8	27
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	886	946
Produits financiers non acquis	94	170
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	792	777
<i>Dont valeur actualisée des paiements minimaux</i>	787	758
<i>Dont valeur résiduelle non garantie actualisée</i>	6	19

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Au cours de la 1 ^{re} année	118	182
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	470	420
Au-delà de la 5 ^e année	290	317
TOTAL	878	919

16.1.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat

Les créances commerciales et autres débiteurs ainsi que les actifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 «Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats».

16.1.3 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme facilement convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

Les découverts bancaires sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

Les différents éléments de trésorerie et d'équivalents de trésorerie font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 10 519 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 8 700 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des «obligations vertes» (cf. chapitre 5 du Document D'enregistrement Universel) et non encore alloués à des projets éligibles.

Il comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 86 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 121 millions d'euros au 31 décembre 2018. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 63 millions d'euros de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projets de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» au 31 décembre 2019 s'établit à 76 millions d'euros contre 73 millions d'euros en 2018.

16.1.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées

Comme indiqué dans la Note 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire», la loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribue à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées.

En application de la loi, Synatom peut prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans le respect de certains critères en matière de qualité de crédit. La partie des fonds qui ne fait pas l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est investie dans des actifs dédiés à la couverture des provisions.

Dans le cadre de la révision triennale des provisions nucléaires par la Commission des Provisions Nucléaires (cf. Note 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire»), Electrabel a pris l'engagement de ne plus contracter de nouveau prêt au titre des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et de rembourser, d'ici 2025, l'intégralité des prêts contractés à ce titre.

Synatom investira donc au cours des 5 prochaines années dans des actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de gestion des matières fissiles irradiées, à due concurrence du montant des provisions correspondantes, soit environ 6 milliards d'euros de plus que les actifs dédiés à ces provisions au 31 décembre 2019, augmentés des dotations annuelles récurrentes liées à la désactualisation de ces provisions et aux quantités supplémentaires de combustibles consommées.

Les actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières

fissiles sont soit des prêts à des personnes morales répondant aux critères de «qualité de crédit» imposés par la loi, soit placés dans des actifs extérieurs aux exploitants nucléaires dans le respect d'une suffisante diversification et répartition des investissements afin de minimiser le risque. Les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir font l'objet d'avis de la Commission des Provisions Nucléaires. Synatom s'est engagée en outre à développer une Direction investissements, à nommer deux administrateurs externes au sein de son Conseil d'Administration et à instaurer un comité d'audit.

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie sont présentés ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	467	512
Prêt à Eso/Elia	453	454
Prêt à Ores Assets	-	40
Prêt à Sibelga	14	18
Autres prêts et créances au coût amorti	85	163
Instruments de dette – trésorerie soumise à restriction	85	163
Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	2 054	1 539
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	207	47
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 138	1 025
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	709	467
TOTAL	2 606	2 214

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie soumise à restriction des OPCVM sont présentés dans l'état de la situation financière en tant que «Prêts et créances au coût amorti» ; les obligations et OPCVM détenus par Synatom sont présentés en instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres, instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres ou en instruments de dette à la juste valeur par résultat (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»).

16.1.5 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2019, les encours d'actifs financiers transférés (ainsi que les risques auxquels le Groupe reste exposé post-transfert de ces actifs) dans le cadre d'opérations conduisant, (i) soit à un maintien de tout ou partie de ces actifs dans l'état de la situation financière, (ii) soit à leur décomptabilisation totale tout en conservant une implication continue dans ces actifs financiers, sont non matériels au regard des agrégats du Groupe.

En 2019, le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers dont l'encours au 31 décembre 2019 s'élève à 944 millions d'euros.

16.1.6 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	4 471	3 447

Ce poste est principalement constitué de la valeur comptable des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

16.2 Passifs financiers

Principes comptables

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces éléments sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc comptabilisés en résultat sur la durée de vie de l'emprunt sur la base du coût amorti.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit «incorporé». En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante «dérivé incorporé», à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé et une composante «passif financier»

déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en «Passifs au coût amorti» pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, et les autres passifs financiers ;
- en «Passifs évalués à la juste valeur par résultat» pour les instruments financiers dérivés et pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2019 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019			31 déc. 2018 ⁽¹⁾		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts		30 002	8 543	38 544	26 434	5 745	32 178
Fournisseurs et autres créanciers	16.2	-	19 109	19 109	-	19 759	19 759
Passifs de contrats	7.2	45	4 286	4 330	36	3 598	3 634
Instruments financiers dérivés	16.4	5 129	10 446	15 575	2 785	11 510	14 295
Autres passifs financiers		38	-	38	46	-	46
TOTAL		35 213	42 383	77 596	29 301	40 612	69 913

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

16.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Fournisseurs	18 683	19 192
Dettes sur immobilisations	426	568
TOTAL	19 109	19 759

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

16.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 «Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats».

16.3 Endettement financier net

16.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	31 déc. 2019			31 déc. 2018 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts						
Emprunts obligataires	23 262	2 753	26 015	21 444	1 202	22 645
Emprunts bancaires	4 229	1 063	5 292	4 272	349	4 620
Titres négociables à court terme		3 233	3 233		2 894	2 894
Dettes de location ⁽²⁾	1 935	578	2 512	262	118	380
Autres emprunts ⁽³⁾	576	668	1 244	456	718	1 174
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		247	247		464	464
TOTAL EMPRUNTS	30 002	8 543	38 544	26 434	5 745	32 178
Autres actifs financiers						
Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net ⁽⁴⁾	(213)	(1 289)	(1 502)	(288)	(1 694)	(1 982)
Trésorerie et équivalents de trésorerie						
Trésorerie et équivalents de trésorerie ⁽⁵⁾		(10 519)	(10 519)		(8 700)	(8 700)
Instruments financiers dérivés						
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette ⁽⁶⁾	(521)	(83)	(604)	(419)	24	(395)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	29 267	(3 348)	25 919	25 727	(4 625)	21 102

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Au 31 décembre 2018, l'encours des dettes de location correspond aux dettes de location-financement.

(3) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur.

(4) Comprend notamment les actifs liés au financement, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif.

(5) Dont 619 millions d'euros d'actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net reclassés d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»). Ce reclassement est sans impact sur l'endettement financier net.

(6) Il s'agit de la composante taux de la juste valeur des instruments dérivés rentrant dans une relation de couverture de juste valeur de la dette ; ainsi que des composantes change et intérêts courus non échus de la juste valeur de l'ensemble des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

La juste valeur des emprunts (hors dettes de location) s'élève au 31 décembre 2019 à 38 893 millions d'euros pour une valeur comptable de 35 057 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 10 «Résultat financier».

16.3.2 Réconciliation entre l'endettement financier net et les flux issus des activités de financement

En millions d'euros	31 déc. 2018 ⁽¹⁾	Flux issus des activités de financement	Flux issus des activités opérationnelles et d'investissement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Écarts de conversion	Variations de périmètre et autres	31 déc. 2019
Emprunts							
Emprunts obligataires	22 645	3 210	-	-	170	(10)	26 015
Emprunts bancaires	4 620	705	-	-	13	(46)	5 292
Titres négociables à court terme	2 894	317	-	-	22	-	3 233
Dettes de location ⁽²⁾	380	(551)	-	-	9	2 674	2 512
Autres emprunts	1 174	133	-	66	19	(147)	1 244
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	464	(150)	-	-	(2)	(65)	247
TOTAL EMPRUNTS	32 178	3 664	-	66	231	2 405	38 544
Autres actifs financiers							
Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net ⁽³⁾	(1 982)	(135)	-	(8)	2	620	(1 502)
Trésorerie et équivalents de trésorerie							
Trésorerie et équivalents de trésorerie ⁽³⁾	(8 700)	-	(1 306)	-	(34)	(479)	(10 519)
Instruments financiers dérivés							
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	(395)	(75)	-	25	(155)	(5)	(604)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	21 102	3 454	(1 306)	83	45	2 542	25 919

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Dettes de location : le montant de 551 millions d'euros dans la colonne «Flux issus des activités de financement» correspond aux paiements des dettes de location hors intérêts (le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location s'élève à 590 millions d'euros dont 39 millions d'euros d'intérêts). Le montant dans la colonne «Variations de périmètre et Autres» provient principalement de la première application de la norme IFRS 16.

(3) Trésorerie d'équivalents de trésorerie : le montant dans la colonne «Variations de périmètre et Autres» provient principalement du reclassement de 619 millions d'euros d'actifs financiers de la rubrique d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»).

16.3.3 Description des principaux événements de la période

16.3.3.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours de l'année 2019, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de 45 millions d'euros, dont +88 millions d'euros sur la dette en dollar américain et compensés par -36 millions d'euros sur le real brésilien et -20 millions d'euros sur la livre sterling.

Les variations de périmètre (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une augmentation nette de 78 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 3 094 millions d'euros, incluant notamment la cession de la participation dans la société Glow, de centrales à charbon aux Pays-Bas et en Allemagne ainsi que d'actifs détenus par la société Langa (cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019»);
- du classement en «Actifs destinés à être cédés» des actifs dans les énergies renouvelables au Mexique et des actifs de production de gaz vert en exploitation en France (cf. Note 4.2 «Actifs destinés à être cédés») se traduisant par une diminution de l'endettement financier net de 26 millions d'euros;
- des acquisitions réalisées en 2019 qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de 3 198 millions d'euros portant principalement sur l'acquisition au Brésil d'une participation de 90% dans la société Transportadora Associada de Gás (TAG), en Amérique du Nord avec l'acquisition de Conti et en Allemagne avec l'acquisition de la société OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co (cf. Note 4.3 «Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2019»).

16.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2019 :

- le 21 juin 2019, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 1,5 milliard d'euros :
 - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 0,375% arrivant à échéance en juin 2027,
 - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 1,375% arrivant à échéance en juin 2039 ;
- le 4 septembre 2019, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 750 millions d'euros portant un coupon de 0% et arrivant à échéance en mars 2027 ;
- le 24 octobre 2019, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 1,5 milliard d'euros :
 - une tranche de 900 millions d'euros, émission obligataire verte, portant un coupon de 0,5% arrivant à échéance en octobre 2030,
 - une tranche de 600 millions d'euros portant un coupon de 1,25% arrivant à échéance en octobre 2041 ;
- ENGIE SA a procédé au remboursement de l'emprunt obligataire de 775 millions d'euros portant un coupon de 6,875% et arrivé à échéance le 24 janvier 2019 ;
- ENGIE SA a notifié le 5 décembre 2018 l'exercice de l'option annuelle de remboursement et reconnu en dette financière la tranche de 300 millions de livres sterling de titres super-subordonnés à durée indéterminée (soit un montant de 352 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 340 millions d'euros, portant un coupon de 4,625%. ENGIE SA a procédé au remboursement le 10 janvier 2019 ;
- ENGIE Brasil Energia a émis le 21 mai 2019 un emprunt obligataire pour un montant de 2 500 millions de real brésilien (547 millions d'euros) arrivant à échéance en novembre 2020 ;
- Le 15 juillet 2019, ENGIE Brasil Energia a procédé à un refinancement obligataire :
 - émission d'un emprunt obligataire composé de quatre tranches pour un montant de 1 596 millions de real brésilien (360 millions d'euros) : deux tranches pour un montant total de 952 millions de real brésilien arrivant à échéance en juillet 2026 et deux tranches pour un montant total de 644 millions de real brésilien arrivant à échéance en juillet 2029,
 - remboursement partiel de l'emprunt obligataire émis le 21 mai dernier pour un montant de 1 500 millions de real brésilien (338 millions d'euros) et arrivant à échéance en novembre 2020 ;
- ENGIE Brasil Energia a souscrit le 17 mai 2019 à trois emprunts bancaires d'un montant total de 252 millions d'euros arrivant à échéance en mai 2022 comprenant deux emprunts d'un montant total de 150 millions de dollars américains et un emprunt d'un montant de 534 millions de real brésilien.
- ENGIE Brasil Energia a souscrit le 26 novembre 2019 à des emprunts bancaires d'un montant total de 263 millions d'euros arrivant à échéance en décembre 2038 comprenant dix-huit emprunts d'un montant total de 1 197 millions de real brésilien.
- ENGIE Brasil Energia a souscrit le 30 novembre 2019 à un emprunt bancaire d'un montant total de 795 millions de real brésilien (176 millions d'euros) et arrivant à échéance en janvier 2036.

16.4 Instruments financiers dérivés

Principes comptables

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de référence externe, une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré sera utilisée.

La variation de juste valeur des instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières (cf. Note 17 «Risques liés aux instruments financiers»).

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent les contrats de type *swaps*, *options*, *futures*, *swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites «normales» et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IFRS 9. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est conclu et maintenu en vue de la réception ou la livraison physique des matières premières, selon les besoins prévus par le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats similaires et que ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IFRS 9. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Dérivés incorporés

Au niveau du Groupe, les principaux contrats susceptibles de contenir des dérivés dits «incorporés» sont les contrats contenant des clauses ou options pouvant affecter le prix, le volume ou la maturité du contrat. Il s'agit en particulier des contrats d'achat ou de vente d'actifs non financiers dont le prix est susceptible d'être révisé en fonction d'un index, du cours d'une monnaie étrangère ou du prix d'un autre actif que celui sous-jacent au contrat.

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat hybride comprenant également un contrat hôte non dérivé, qui a pour effet de faire varier certains des flux de trésorerie de l'instrument composé d'une manière similaire à un dérivé autonome.

Lorsqu'un contrat hybride comporte un contrat hôte qui est un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le Groupe applique les principes de présentation et d'évaluation décrits au paragraphe 17.1 à l'intégralité du contrat hybride.

À l'inverse, lorsque le contrat hybride comporte un contrat hôte qui n'est pas un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le dérivé incorporé doit être séparé du contrat hôte et être comptabilisé en tant que dérivé si et seulement si :

- les caractéristiques économiques et les risques que présente le dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques que présente le contrat hôte ;
- un instrument autonome qui comporterait les mêmes conditions que le dérivé incorporé entrerait dans la définition d'un dérivé ; et
- le contrat hybride n'est pas évalué à la juste valeur avec comptabilisation des variations de la juste valeur en résultat net (c'est-à-dire qu'un dérivé qui est incorporé dans un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net n'est pas séparé).

Lorsqu'un dérivé incorporé à un contrat hôte est séparé, il est évalué dans l'état de la situation financière à la juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat (lorsque le dérivé incorporé n'est pas documenté dans une relation de couverture).

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de la situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de (i) couverture de juste valeur d'un actif ou passif, (ii) couverture de flux de trésorerie ou (iii) couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de la situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de la situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf si l'entité s'attend à ce que la transaction prévue ne se réalise pas : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

Instruments dérivés de couverture : identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein (i) du

résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers et (ii) du résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de la situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois et en non courant pour les autres.

Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données de marché :

- la juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*) et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;
- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas, ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

Sauf cas d'accord de collatéralisation ou autres accords de compensation, le risque de contrepartie est incorporé dans la juste valeur des instruments dérivés actifs et passifs. Il est calculé selon la méthode dite des « pertes attendues » (*expected loss*) et tient compte de l'exposition au risque de défaut, de la probabilité de défaut ainsi que du taux de perte en cas de défaut. La probabilité de défaut est déterminée sur la base des notations de crédit (*credit rating*) attribuées à chaque contrepartie (approche dite « des probabilités historiques »).

Les instruments financiers dérivés à l'actif et au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2019						31 déc. 2018					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	705	124	829	183	41	225	678	42	720	259	66	325
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	2 484	9 993	12 476	3 011	10 360	13 371	1 409	10 608	12 018	1 311	11 405	12 716
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	949	17	966	1 934	45	1 980	606	28	634	1 215	38	1 254
TOTAL	4 137	10 134	14 272	5 129	10 446	15 575	2 693	10 679	13 372	2 785	11 510	14 295

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

16.4.1 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, est présenté dans le tableau ci-après :

En millions d'euros		31 déc. 2019				31 déc. 2018			
		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière ⁽¹⁾	Autres accords de compensation ⁽²⁾	Montant net Total	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière ⁽¹⁾	Autres accords de compensation ⁽²⁾	Montant net Total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	13 121	12 476	(7 704)	4 772	12 588	12 018	(8 409)	3 609
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 795	1 795	(399)	1 397	1 354	1 354	(384)	970
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(14 015)	(13 371)	9 872	(3 499)	(13 285)	(12 716)	10 449	(2 267)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 204)	(2 204)	899	(1 305)	(1 579)	(1 579)	601	(978)

(1) Montant net présenté dans l'état de la situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

16.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

16.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En millions d'euros	31 déc. 2019				31 déc. 2018			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)	3 714	2 069	-	1 645	3 887	1 554	-	2 332
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>	921	222	-	698	742	62	-	680
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>	377	-	-	377	365	-	-	365
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>	1 149	1 138	-	11	1 947	1 025	-	922
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>	1 268	709	-	559	832	467	-	365
Instruments financiers dérivés	14 272	8	12 993	1 270	13 372	38	12 912	422
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	829	-	829	-	720	-	720	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management ⁽¹⁾</i>	3 521	-	2 928	593	2 075	-	2 036	39
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading ⁽¹⁾</i>	8 955	8	8 271	677	9 943	38	9 522	383
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	966	-	966	-	634	-	634	-
TOTAL	17 986	2 077	12 993	2 916	17 259	1 593	12 912	2 754

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading.

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 16.4 «Instruments financiers dérivés».

Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)

La variation des instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)
Au 31 décembre 2018	680	922	365	365	2 332
Acquisitions	43	10	170	231	455
Cessions	(73)	(306)	(24)	(42)	(446)
Variations de juste valeur	76	-	(23)	5	58
Variations de périmètre, change et divers ⁽¹⁾	(28)	(614)	(112)	-	(755)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	698	11	377	559	1 645
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					51

(1) Dont 619 millions d'euros d'actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net reclassés d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»).

Instruments financiers dérivés

La variation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Net Actif/(Passif)
Au 31 décembre 2018	(99)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	178
Dénouements	(10)
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	(29)
Juste valeur nette enregistrée en résultat	40
Gains/(pertes) Day-One différés	49
AU 31 DÉCEMBRE 2019	89

16.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En millions d'euros	31 déc. 2019				31 déc. 2018			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	6 510	-	6 510	-	5 358	-	5 358	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	32 382	22 763	9 620	-	28 293	19 028	9 265	-
Instruments financiers dérivés	15 575	102	14 292	1 181	14 295	26	13 764	505
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	225	-	225	-	325	-	325	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management ⁽¹⁾</i>	4 136	-	3 697	440	2 124	-	2 075	49
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading ⁽¹⁾</i>	9 234	102	8 391	741	10 592	26	10 110	456
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 980	-	1 980	-	1 254	-	1 254	-
TOTAL	54 468	22 865	30 422	1 181	47 946	19 054	28 387	505

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading.

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 16.4 «Instruments financiers dérivés».

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur la base de données observables.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

NOTE 17 Risques liés aux instruments financiers

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 2 «Facteurs de risque» du Document d'Enregistrement Universel.

17.1 Risques de marché

17.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ; et
- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz naturel, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO₂ et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ ⁽¹⁾

En millions d'euros	Variations de prix	31 déc. 2019		31 déc. 2018	
		Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	40	234	60	-
Gaz naturel	+3 €/MWh	225	471	961	1
Électricité	+5 €/MWh	82	(47)	65	(26)
Charbon	+10 \$US/ton	(2)	-	9	2
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	(89)	19	37	1
EUR/USD	+10%	(25)	(99)	67	(2)
EUR/GBP	+10%	33	-	87	-

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de *portfolio management*.

La sensibilité des capitaux propres à la variation des prix du gaz et des produits pétroliers tient à l'application, depuis 2019, de la comptabilité de couverture de flux de trésorerie à certaines couvertures d'approvisionnements au sein des activités de commercialisation.

17.1.1.2 Activités de trading

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets et d'ENGIE Energy Management. Les missions de ces sociétés contrôlées à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs, (ii) concevoir et mettre en

17.1.1.1 Activités de portfolio management

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergies, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2019 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk* (VaR) fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La VaR représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La VaR ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la VaR. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La VaR présentée ci-après correspond aux VaR globales des entités de *trading* du Groupe.

VALUE AT RISK

En millions d'euros	31 déc. 2019	2019 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2019 ⁽²⁾	Minimum 2019 ⁽²⁾	2018 moyenne ⁽¹⁾
Activités de trading	12	14	26	6	10

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2019.

17.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE ET SOURCES D'INEFFICACITÉ DE COUVERTURE

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*), en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, pour réduire les risques sur matières premières liés principalement aux flux de trésorerie futurs de ventes et d'achats fermes ou anticipés de

matières premières. Ces instruments peuvent être réglés en net ou par livraison physique.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2019				31 déc. 2018			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	2 484	1 037	(3 011)	(1 125)	1 409	666	(1 311)	(813)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	1 893	292	(1 953)	(557)	46	56	(61)	(129)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	591	746	(1 058)	(568)	1 364	610	(1 249)	(684)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	8 955	-	(9 234)	-	9 943	-	(10 592)
TOTAL	2 484	9 993	(3 011)	(10 360)	1 409	10 608	(1 311)	(11 405)

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

17.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2019				31 déc. 2018			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	1 814	235	(1 937)	(550)	20	15	(1)	(3)
Électricité	14	35	(9)	(5)	1	3	(44)	(120)
Charbon	-	1	(1)	-	7	3	-	-
Pétrole	51	-	-	-	-	-	-	-
Autres ⁽¹⁾	14	21	(6)	(2)	18	35	(16)	(6)
TOTAL	1 893	292	(1 953)	(557)	46	56	(61)	(129)

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières.

Montants notionnels (nets) ⁽¹⁾

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

	Unité	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019
Gaz naturel	GWh	212 024	123 387	23 887	4 827	2 147	-	366 272
Électricité	GWh	(4 461)	(3 787)	(1 384)	-	-	-	(9 632)
Charbon	Milliers de tonnes	60	45	20	-	-	-	125
Produits pétroliers	Milliers de barils	-	(12 476)	(12 476)	(12 476)	(12 476)	-	(49 902)
Change	Millions d'euros	21	20	4	-	-	-	45
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	150	-	-	-	-	-	150

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

En millions d'euros	31 déc. 2019			31 déc. 2018		
	Juste valeur		Nominal	Juste valeur	Nominal	
	Actif	Passif	Total	Total	Total	
Couverture de flux de trésorerie	2 184	(2 510)	(325)	4 967	(88)	(244)
TOTAL	2 184	(2 510)	(325)	4 967	(88)	(244)

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres ⁽¹⁾	Part inefficace comptabilisée en résultat ⁽¹⁾	Montant reclassé des capitaux propres en résultat ⁽¹⁾	Ligne du compte de résultat
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	4 967	(325)		(781)	-	-	Résultat des activités opérationnelles
	Éléments couverts			(744)				

(1) Gains/(pertes).

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la

couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2019 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures.

MATURITÉ DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES DÉSIGNÉS COMME COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(266)	-	(26)	(18)	(16)	-	(326)	(88)

MONTANTS PRÉSENTÉS DANS L'ÉTAT DES VARIATIONS DE CAPITAUX PROPRES ET DU RÉSULTAT GLOBAL

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

En millions d'euros	Couverture de flux de trésorerie
	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières
Au 31 décembre 2018	(71)
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	(781)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat	-
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	1
AU 31 DÉCEMBRE 2019	(837)

17.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- les dérivés incorporés ; et
- les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IFRS 9 ou que le Groupe a décidé de ne pas qualifier de couverture.

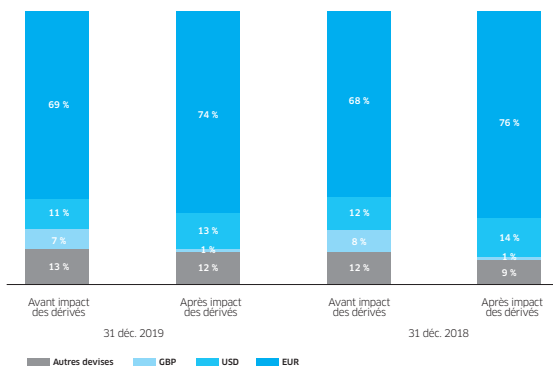
17.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession, et (iii) un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments du bilan et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

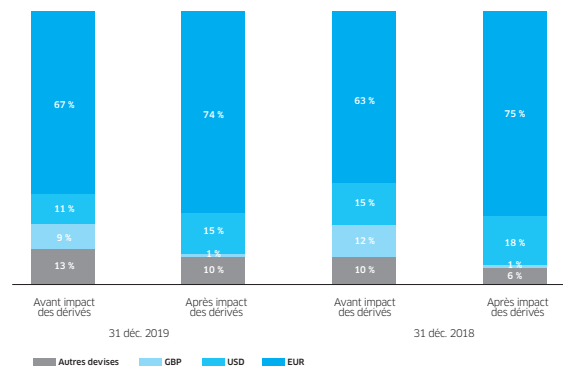
17.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES EMPRUNTS



ENDETTEMENT FINANCIER NET



17.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat financier au risque de change (hors impact de conversion du résultat des entités étrangères) a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la trésorerie et présentant un risque de change (y compris les instruments financiers dérivés).

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

En millions d'euros	31 déc. 2019		
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres
	+10% ⁽¹⁾	-10% ⁽¹⁾	+10% ⁽¹⁾
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière ⁽²⁾	(20)	20	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net ⁽³⁾	NA	NA	216

(1) +/-10% : dépréciation (appréciation) de 10% de l'ensemble des devises face à l'euro.

(2) Hors dérivés qualifiés de couvertures d'investissement net.

(3) Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

17.1.4 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, la politique du Groupe est donc d'opérer un arbitrage entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable cappé») au niveau de la dette nette du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux. Au 31 décembre 2019, le Groupe dispose par

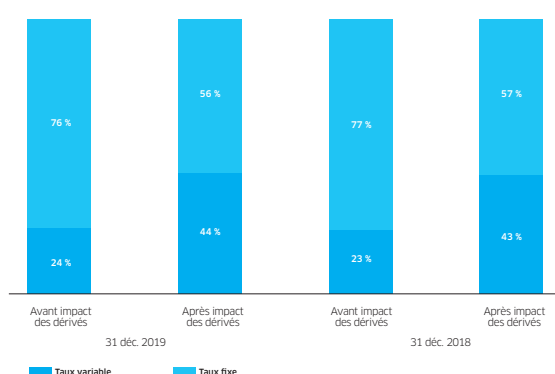
ailleurs d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux d'intérêt à court terme en euros.

Afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a un portefeuille de pré couvertures de taux d'intérêt à terme 2020 et 2021, sur des maturités respectives de 10 et 20/21 ans.

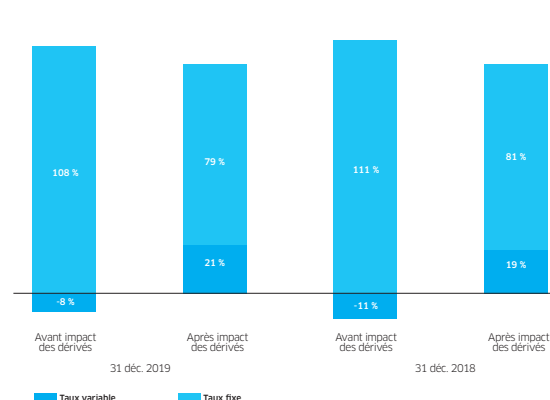
17.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES EMPRUNTS



ENDETTEMENT FINANCIER NET



17.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

En millions d'euros	31 déc. 2019			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(49)	48	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	78	(98)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	403	(513)

17.1.5 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

17.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue trois sources de risque de change principales :

— risque transactionnel lié aux opérations courantes

Le risque transactionnel lié aux opérations courantes désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations de change sur l'activité et les opérations financières libellées dans une devise autre que la monnaie fonctionnelle.

La gestion du risque transactionnel lié aux opérations courantes est intégralement déléguée à toutes les filiales pour leurs activités, tandis que les risques liés aux activités centrales sont gérés au niveau du siège.

Les risques FX liés aux activités opérationnelles sont systématiquement couverts lorsque les flux financiers associés sont certains, avec un horizon de couverture correspondant au minimum à l'horizon du plan à moyen terme. Pour les flux de trésorerie qui ne sont pas certains, dans leur intégralité, la couverture est initialement basée sur un volume «sans regrets». Les expositions sont suivies et gérées sur la base de la somme des flux de trésorerie nominaux en devises, y compris les montants hautement probables et les couvertures associées.

Pour les risques FX associés aux activités financières, toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes. Les expositions sont suivies sur la base de la somme nette des éléments FX inscrits au bilan.

— risque transactionnel lié aux projets

Le risque transactionnel lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX sur des opérations majeures particulières, telles que des projets d'investissements, des acquisitions, des cessions et des projets de restructurations, mettant en jeu plusieurs devises.

La gestion de ces risques FX comprend la définition et la mise en place de couvertures tenant compte de la probabilité de risque (y compris la probabilité de réalisation du projet) et de son évolution, ainsi que la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé. Le management a pour objectif de s'assurer de la viabilité et de la rentabilité des transactions.

— risque translationnel

Le risque translationnel désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX pour les entités consolidées dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro, et concerne la conversion de leurs résultats et de leurs actifs nets.

Le risque translationnel est géré de façon centralisée avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

La pertinence de la couverture de ce risque translationnel est évaluée régulièrement pour chaque devise (au minimum) ou ensemble d'actifs libellés dans la même devise, compte tenu notamment de la valeur des actifs et des coûts de couverture.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe recourt essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de change :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré comprenant des opérations de change à terme, des *swaps* FX, des *swaps* de devises et opérations croisées de devises, des options FX classiques ou des combinaisons de ces instruments (*calls*, *puts* ou *collars*) ;
- des éléments monétaires : dette, trésorerie et emprunts.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, dans certains cas, le montant, des flux de trésorerie futurs en devises couverts

17.1.5.2 Gestion du risque de taux

Le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt par ses activités de financement et d'investissement. Le risque de taux d'intérêt désigne un risque financier découlant des fluctuations des taux d'intérêt de référence, qui peuvent augmenter le coût de la dette et affecter la viabilité des investissements. Les taux d'intérêt de référence sont les taux d'intérêt du marché, tels que l'EURIBOR et le LIBOR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Dans le cadre de la réforme des taux d'intérêt de référence, le Groupe applique les modalités d'assouplissements permises par l'IASB via l'amendement à IFRS 7 et IFRS 9 (Phase 1) permettant de ne pas tenir compte des effets de la réforme des taux d'intérêt de référence dans l'appréciation du caractère hautement probable des flux d'intérêts couverts. Le Groupe continue de suivre l'état d'avancement du projet de l'IASB afin d'évaluer l'impact lié à la modification à venir des taux d'intérêt de référence (Phase 2). L'exposition du groupe sur la

qualification comme hautement probable des transactions couvertes porte essentiellement sur les changements attendus de l'indice de référence US Libor.

L'approche de la gestion du risque de taux d'intérêt applicable à l'échelle du Groupe est énoncée dans une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue les deux principales sources de risque de taux d'intérêt suivantes :

— **risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe**

Le risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe désigne l'impact financier des fluctuations des taux de référence sur la dette et le portefeuille de trésorerie découlant des activités de financement récurrentes. Ce risque est principalement géré de manière centralisée.

Les objectifs de la gestion des risques sont, par ordre d'importance :

- de protéger la viabilité à long terme des actifs ;
- d'optimiser les coûts de financement et d'assurer la compétitivité ; et
- de minimiser les incertitudes entourant le coût de la dette.

Le risque de taux d'intérêt est géré activement en suivant l'évolution des taux d'intérêt du marché et leur impact sur la dette brute et nette du Groupe.

— **risque de taux d'intérêt lié aux projets**

Le risque de taux d'intérêt lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations des taux de référence sur des opérations majeures particulières telles que des projets d'investissement, d'acquisition, de cession et de restructuration. Le risque de taux d'intérêt après la réalisation d'une opération est considéré comme lié aux opérations courantes (voir le paragraphe «Risque de taux d'intérêt» plus haut).

La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques a pour objectif de protéger la viabilité économique des projets, des acquisitions, des cessions et des restructurations contre les évolutions défavorables des taux d'intérêt. Pour ce faire, des couvertures peuvent être mises en place en fonction d'un certain nombre de facteurs, dont la probabilité de réalisation, la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe recourt essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré permettant de gérer les taux d'intérêt de référence. Ces instruments comprennent :
 - des *swaps*, pour transformer la nature du paiement d'intérêts sur les dettes, généralement en les passant d'un taux fixe à un taux variable ou l'inverse, et
 - des options classiques de taux d'intérêt ;
- des *caps*, des *floors* et des *collars* permettant de limiter l'impact des fluctuations des taux d'intérêt en fixant des planchers et plafonds pour les taux d'intérêt variables.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement de l'évolution de la qualité de crédit des contreparties et des charges liées, ainsi que des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

17.1.5.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture lorsque cela est possible et pertinent pour gérer le risque de change et le risque de taux d'intérêt, et gère également un portefeuille d'instruments dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette nette et de change.

Le Groupe recourt aux trois méthodes pour la comptabilité de couverture : couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net.

En règle générale, le Groupe redéfinit rarement les relations de couverture, ne désigne pas de composantes de risques spécifiques comme un élément couvert et ne désigne pas les expositions de crédit comme évaluées à la juste valeur par résultat.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les *swaps* de taux d'intérêt ou les opérations croisées de devises qui transforment la dette à taux fixe en dette à taux variable.

Les couvertures de flux de trésorerie sont principalement utilisées pour couvrir les flux de trésorerie futurs en devises, les dettes à taux variable et les besoins de refinancement futurs.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* FX et des contrats à terme.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2019				31 déc. 2018			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	705	124	(183)	(41)	678	42	(259)	(66)
<i>Couverture de juste valeur</i>	530	81	(54)	(1)	521	1	(29)	(1)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	55	-	(93)	(7)	24	-	(191)	-
<i>Dérivés non qualifiés de couverture</i>	120	43	(36)	(34)	133	42	(39)	(65)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	949	17	(1 934)	(45)	606	28	(1 215)	(38)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	25	-	(571)	(4)	21	1	(284)	(4)
<i>Couverture d'investissement net</i>	33	-	(6)	-	1	-	(5)	-
<i>Dérivés non qualifiés de couverture</i>	891	17	(1 357)	(41)	583	27	(927)	(34)
TOTAL	1 654	142	(2 118)	(86)	1 283	71	(1 474)	(105)

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants relatifs au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants de marché. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure

où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix ou à l'évolution des notations de crédit, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

MONTANT, ÉCHÉANCES ET INCERTITUDES DES FLUX DE TRÉSORERIE FUTURS

Le tableau ci-après présente, au 31 décembre 2019, un profil des échéances des valeurs nominales des instruments de couverture.

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	
Payeur	Fixe	CCS	EUR	(561)	(288)	(271)	(2)	-	-	-	
			USD	(3 010)	(1 549)	(1 371)	(45)	(45)	-	-	
			GBP	(14 518)	(2 146)	(2 146)	(1 881)	(1 881)	(1 293)	(5 172)	
			HKD	(1 212)	(263)	(263)	(263)	(263)	(160)	-	
			JPY	(902)	(369)	(369)	(164)	-	-	-	
			PEN	(882)	(273)	(262)	(218)	(130)	-	-	
			CHF	(737)	(415)	(161)	(161)	-	-	-	
			AUD	(535)	(125)	(125)	(125)	(53)	(53)	(53)	
			Autres	(152)	(51)	(51)	(51)	-	-	-	
			Variable	CCS	USD	(413)	(340)	(73)	-	-	-
Acheteur	Fixe	CCS	EUR	17 561	3 138	2 865	2 568	2 277	1 497	5 216	
			USD	908	291	265	221	131	-	-	
			GBP	545	272	270	2	-	-	-	
			Autres	158	80	78	-	-	-	-	
	Variable	CCS	EUR	2 277	1 180	953	144	-	-	-	
			CCS	BRL	1 256	706	550	-	-	-	-

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans		
Acheteur	Fixe	CAP	EUR	2 000	1 000	1 000	-	-	-	-		
			Autres devises	-	-	-	-	-	-	-		
			IRS	EUR	37 331	6 295	8 933	7 246	4 986	3 758	6 112	
				USD	3 252	999	1 236	299	259	212	248	
				GBP	12	4	4	2	1	-	-	
				Autres	407	111	106	88	64	33	5	
			Variable	IRS	FRA	EUR	1 650	1 650	-	-	-	-
					EUR	44 229	13 536	11 648	7 387	4 820	3 080	3 758
					BRL	687	379	308	-	-	-	-

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou «CCS»). Ces couvertures sont majoritairement à court terme ; leurs dates de maturité sont alignées sur celles des éléments couverts.

La gestion des risques FX et taux d'intérêt conduit à une sensibilité FX détaillée dans la Note 17.1.3.2 «Analyse de sensibilité au risque de change» et à un coût moyen de la dette de 2,70%, présenté dans la Note 10 «Résultat financier».

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

DÉRIVÉS DE CHANGE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019			31 déc. 2018		
	Juste valeur		Total	Nominal	Juste valeur	Nominal
	Actif	Passif		Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	77	(381)	(305)	3 814	(335)	3 268
Couverture d'investissement net	33	(6)	27	3 027	(3)	1 114
Dérivés non qualifiés de couverture	70	(77)	(6)	8 985	(23)	10 996
TOTAL	180	(464)	(284)	15 827	(361)	15 379

DÉRIVÉS DE TAUX

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019			31 déc. 2018		
	Juste valeur		Total	Nominal	Juste valeur	Nominal
	Actif	Passif		Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	611	(55)	556	6 089	491	4 846
Couverture de flux de trésorerie	-	(290)	(290)	3 649	(98)	1 434
Dérivés non qualifiés de couverture	998	(1 391)	(393)	21 487	(257)	25 216
TOTAL	1 609	(1 736)	(126)	31 224	136	31 496

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur ⁽¹⁾	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres ⁽²⁾	Part inefficace comptabilisée en résultat ⁽²⁾	Montant reclassé des capitaux propres en résultat ⁽²⁾	Ligne du compte de résultat
Couverture de juste valeur	Instruments de couverture	6 089	556	556	NA	(3)	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts ^{(3) (4)}	6 034	353	1 152	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	4 702	(433)	(583)	320	(5)	(82)	Autres produits et charges financiers/ Résultat des activités opérationnelles
	Éléments couverts			580				
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	1 114	(3)	36	61	NA	(90)	Autres produits et charges financiers/ Résultat des activités opérationnelles
	Éléments couverts			(36)				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de 353 millions d'euros, est présenté en emprunts à long terme et à court terme.

(2) Gains/(pertes).

(3) La différence entre la variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace relative aux instruments de couverture et celle relative aux éléments couverts correspond au coût amorti des dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur.

(4) Dont 126 millions d'euros liés à des éléments de couverture qui ont cessé d'être ajustés du fait de la déqualification de la relation de couverture de juste valeur.

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au

31 décembre 2019 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures. Pour les couvertures de juste valeur, le même principe s'applique aux éléments couverts.

MATURITÉ DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT DÉSIGNÉS COMME COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de	Total au	Total au
						5 ans	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(9)	(10)	(21)	(27)	(17)	(510)	(594)	(433)

MONTANTS PRÉSENTÉS DANS L'ÉTAT DES VARIATIONS DE CAPITAUX PROPRES ET DU RÉSULTAT GLOBAL

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

En millions d'euros	Couverture de flux de trésorerie		Couverture d'investissement net
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette – couverture du risque de change ^{(1) (3)}	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de taux d'intérêt ^{(1) (3)}	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change ^{(2) (4)}
Au 31 décembre 2018	46	(741)	(313)
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	(293)		(61)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat	53		90
Écarts de conversion	-	-	-
Variations de périmètre et autres	-	14	(1)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	45	(1 010)	(284)

(1) Couverture de flux de trésorerie relatifs à des périodes données.

(2) Couverture de flux de trésorerie relatifs à des transactions données.

(3) Comprend -425 millions d'euros de réserves pour lesquelles la comptabilité de couverture a été abandonnée.

(4) L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies.

17.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaut de ses contreparties (clients, fournisseurs, entrepreneurs EPC (*engineering, procurement, construction*), partenaires, intermédiaires, banques). Un défaut peut affecter les paiements, la livraison des marchandises et/ou la performance des actifs.

Les principes de gestion du risque de contrepartie sont énoncés dans la politique de gestion du risque de contrepartie du Groupe, qui :

- attribue les rôles et les responsabilités pour gérer et contrôler le risque de contrepartie à différents niveaux (Corporate, BU ou entité), et veille à la mise en place de procédures opérationnelles cohérentes dans l'ensemble du Groupe ;
- caractérise le risque de contrepartie et les mécanismes à travers desquels il impacte la performance économique et les états financiers du Groupe ;
- définit des indicateurs, le *reporting* et les mécanismes de contrôle afin d'assurer une visibilité et de disposer des outils de gestion de la performance financière ; et
- élabore des lignes directrices sur l'utilisation de mécanismes d'atténuation tels que les garanties et les sûretés, qui sont largement utilisés par certaines activités ;

Selon la nature de l'activité, le Groupe est exposé à différents types de risque de contrepartie. Certaines activités ont recours à des instruments de garantie – notamment l'activité Energy Management, où l'utilisation d'appels de marge et autres types de sûretés financières (cadre juridique normalisé) est une pratique habituelle du marché ; par ailleurs, d'autres activités peuvent dans certains cas demander des garanties à leurs contreparties (garanties de la société mère, garanties bancaires, etc.).

Dans le cadre de la nouvelle norme IFRS 9, le Groupe a défini et appliqué une méthodologie à l'ensemble du Groupe, qui prévoit deux approches distinctes :

- une approche par portefeuille, dans laquelle le Groupe détermine que :
 - des portefeuilles et sous-portefeuilles de clients cohérents doivent être regroupés (portefeuilles avec risque de crédit comparable et/ou comportement comparable en matière de paiement), compte tenu des éléments suivants :
 - contreparties publiques ou privées,
 - contreparties domestiques ou BtoB,
 - géographie,
 - type d'activité,
 - taille de la contrepartie, et
 - tout autre élément que le Groupe pourrait considérer pertinent,
 - les taux de dépréciation doivent être déterminés sur la base des antériorités historiques et, lorsqu'une corrélation est établie et une documentation possible, il faut ajuster ces données historiques avec des éléments prospectifs ; et
- une approche individualisée pour les contreparties importantes pour laquelle le Groupe a établi des règles définissant les phases du calcul de la perte de crédit attendue de l'actif concerné :
 - phase 1 : couvre les actifs financiers qui n'ont pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale. Les pertes de valeur attendues pour la phase 1 sont calculées sur les 12 mois suivants ;
 - phase 2 : couvre les actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative. Les pertes de valeur attendues pour la phase 2 sont calculées sur la durée de vie. La décision de faire passer un actif de la phase 1 à la phase 2 est fondée sur certains critères, tels que :
 - une dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie et/ou de sa société mère et/ou de son garant (le cas échéant),
 - une évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire,
 - une évolution du risque politique ou du risque pays, et
 - tout autre élément que le Groupe peut considérer pertinent.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 30 jours, l'affectation à la phase 2 n'est pas systématique tant que le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 30 jours, ceci ne constitue pas une augmentation significative du risque de crédit depuis la comptabilisation initiale.

- phase 3 : couvre les actifs pour lesquels un défaut a déjà été observé, tels que :
 - lorsqu'il existe des preuves de difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie,
 - lorsqu'il existe des preuves d'un défaut de soutien d'une société mère pour sa filiale (dans ce cas, la filiale est la contrepartie du Groupe), et
 - lorsque l'une des entités du Groupe a engagé une procédure judiciaire pour défaut de paiement à l'encontre de la contrepartie.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 90 jours, la présomption peut être réfutée si le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 90 jours, ceci n'indique pas un défaut de la contrepartie.

La formule des pertes de valeur attendues aux phases 1 et 2 est égale à : $EAD \times PD \times LGD$, où

- pour les pertes de valeur attendues sur les 12 mois suivants, l'exposition en cas de risque de défaut (EAD) est égale à la valeur comptable de l'actif financier, à laquelle sont appliqués la probabilité de défaut (PD) appropriée et le taux de perte en cas de défaut (LGD) ;
- pour les pertes de valeur attendues sur la durée de vie, la méthode de calcul retenue consiste à identifier l'évolution de l'exposition pour chaque exercice, notamment le calendrier et le montant attendu des remboursements contractuels, puis d'appliquer à chaque remboursement la probabilité de défaut appropriée et le taux de perte en cas de défaut, et à actualiser le résultat obtenu. Les pertes de valeur attendues représentent la somme des résultats actualisés ; et
- probabilité de défaut : désigne la probabilité de défaut sur un horizon temporel donné (à la phase 1, cet horizon temporel est de 12 mois après la date de clôture ; à la phase 2, il couvre toute la durée de vie de l'actif financier). Ces informations sont basées sur des données externes émanant d'une agence de notation réputée. La probabilité de défaut dépend de l'horizon temporel et de la notation de la contrepartie. Le Groupe utilise des notations externes lorsqu'elles sont disponibles. Les experts d'ENGIE en matière de risque de crédit définissent une notation interne pour les contreparties importantes qui n'ont pas de notation externe ;

Les taux de perte en cas de défaut sont basés notamment sur les référentiels de Bâle :

- 75% pour les actifs subordonnés ; et
- 45% pour les actifs standards.

Pour les actifs considérés comme ayant une importance stratégique pour la contrepartie, tels que les services publics ou les biens essentiels, le taux de perte en cas de défaillance est fixé à 30%.

Le Groupe a décidé de décomptabiliser les montants bruts et les pertes de valeur attendues correspondantes dans les situations suivantes :

- pour les actifs faisant l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : aucune décomptabilisation tant que la procédure est en cours ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : décomptabilisation lorsque la créance est échue depuis plus de 3 ans (5 ans pour les contreparties du secteur public).

17.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de compensation et appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de préparations et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux BU la gestion de ces risques, alors que le Groupe continue à gérer de manière centralisée les expositions des contreparties les plus importantes.

La notation de crédit des grands et moyens clients pour qui les expositions au risque de crédit du Groupe dépassent un certain seuil sont basés sur un processus spécifique de *rating*, alors qu'un processus simplifié de *scoring* est utilisé pour les clients pour qui le Groupe a des expositions au risque de crédit plutôt faibles. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (notation de crédit, secteur d'activité...) selon des indicateurs standards (risque de paiement, exposition MtM).

Le Comité Risque de Marché Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

17.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent respectivement à 2 898 millions d'euros et 1 million d'euros au 31 décembre 2019 pour les «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» (contre 2 547 millions d'euros et 13 millions d'euros au 31 décembre 2018).

APPROCHE INDIVIDUELLE

		31 déc. 2019							
		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
<i>En millions d'euros</i>									
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 395	8 300	802	294	9 395	7 814	1 581	9 395
	Pertes de valeur attendues	(318)	(64)	(66)	(187)	(318)	(172)	(146)	(318)
TOTAL		9 077	8 235	735	107	9 077	7 642	1 436	9 077
Actifs de contrats	Brut	2 896	2 672	196	28	2 896	1 782	1 115	2 896
	Pertes de valeur attendues	(15)	(13)	(1)	(1)	(15)	(10)	(6)	(15)
TOTAL		2 881	2 659	195	27	2 881	1 772	1 109	2 881

		31 déc. 2018							
		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
<i>En millions d'euros</i>									
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	10 339	9 694	422	222	10 339	9 161	1 178	10 339
	Pertes de valeur attendues	(323)	(109)	(71)	(145)	(323)	(205)	(118)	(323)
TOTAL		10 016	9 586	352	77	10 016	8 956	1 060	10 016
Actifs de contrats	Brut	3 052	2 730	261	61	3 052	2 358	694	3 052
	Pertes de valeur attendues	(7)	(6)	-	(1)	(7)	(4)	(3)	(7)
TOTAL		3 045	2 725	261	59	3 045	2 354	691	3 045

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

APPROCHE COLLECTIVE

		31 déc. 2019				Total Actifs échus au 31 déc. 2019
		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	
<i>En millions d'euros</i>						
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	4 019	875	113	293	1 281
	Pertes de valeur attendues	(754)	(24)	(29)	(159)	(213)
TOTAL		3 265	851	83	134	1 068
Actifs de contrats	Brut	4 953	486	4	2	492
	Pertes de valeur attendues	(2)	-	-	-	-
TOTAL		4 951	485	4	2	492

		31 déc. 2018				Total Actifs échus au 31 déc. 2018
		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	
<i>En millions d'euros</i>						
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 804	730	146	368	1 243
	Pertes de valeur attendues	(762)	(18)	(19)	(243)	(281)
TOTAL		3 042	711	126	125	962
Actifs de contrats	Brut	4 381	43	3	4	51
	Pertes de valeur attendues	(1)	-	-	-	-
TOTAL		4 379	43	3	4	51

17.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie découle de la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

En millions d'euros	31 déc. 2019		31 déc. 2018	
	Investment Grade ⁽¹⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Total
Exposition brute ⁽²⁾	9 849	12 466	9 325	12 027
Exposition nette ⁽³⁾	3 501	4 422	2 701	3 683
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	79,2%		73,4%	

(1) Sont incluses dans la colonne «Investment Grade» les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'«Investment Grade» est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties

(2) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).

(3) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

17.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *ratings* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs structures financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition aux risques de contrepartie, le Groupe a renforcé son recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats-cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

Le contrôle des risques de contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *Middle Office* indépendant du Trésorier Groupe.

17.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 899 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 809 millions au 31 décembre 2018).

En millions d'euros	31 déc. 2019						
	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Brut	4 257	564	49	4 870	2 772	2 098	4 870
Pertes de valeur attendues	(53)	(56)	(30)	(139)	(36)	(104)	(139)
TOTAL	4 204	508	19	4 731	2 736	1 995	4 731

En millions d'euros	31 déc. 2018						
	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Brut	3 402	466	233	4 100	2 003	2 098	4 100
Pertes de valeur attendues	(91)	-	(227)	(319)	(86)	(233)	(319)
TOTAL	3 311	466	5	3 781	1 917	1 865	3 781

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

17.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents de trésorerie et au travers de l'utilisation d'instruments

financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque découle de la juste valeur positive. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

En millions d'euros	31 déc. 2019				31 déc. 2018			
	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾
Exposition	10 686	85,7%	4,7%	9,6%	9 634	85,0%	6,0%	8,0%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's.

(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

Par ailleurs, au 31 décembre 2019, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 30% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

17.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

Le Groupe a mis en place un comité trimestriel dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en termes d'investissements et désinvestissements et des *stress tests* sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long terme. La centralisation est assurée via des véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique, et ceux ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi, et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2019, 76% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

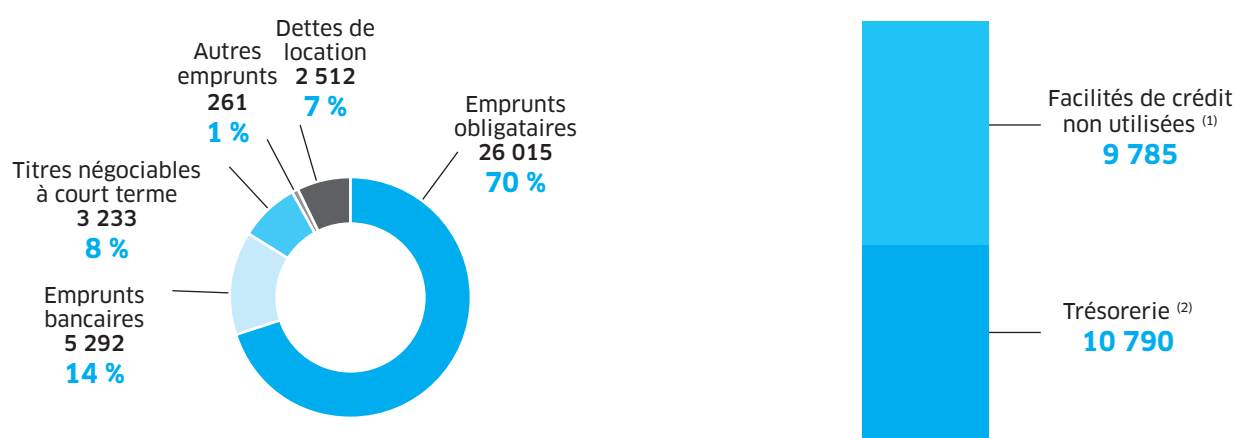
La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de titres négociables à court terme (*Negotiable European Commercial Paper*) en France et aux États-Unis. Ces programmes d'émission de titres négociables à court terme sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées – essentiellement centralisées – permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir. Ces facilités sont compatibles avec la taille et les échéances auxquelles le Groupe doit faire face.

DIVERSIFICATION DES SOURCES DE FINANCEMENT ET LIQUIDITÉ

En millions d'euros



(1) Net des titres négociables à court terme.

(2) Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie, 64% placés en zone euro.

Au 31 décembre 2019, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en

conformité sont en cours de mise en place. Aucune des lignes de crédit disponibles centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

17.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

FLUX CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS SUR L'ENCOURS DES EMPRUNTS PAR DATE DE MATURITÉ

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Emprunts obligataires	2 753	1 805	2 628	2 600	1 156	15 074	26 015	22 645
Emprunts bancaires	1 063	465	694	368	233	2 469	5 292	4 620
Titres négociables à court terme	3 233	-	-	-	-	-	3 233	2 894
Dettes de location	491	446	311	245	218	1 075	2 512	380
Autres emprunts	33	19	155	6	6	41	261	191
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	247	-	-	-	-	-	247	464

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à 1 an.

FLUX CONTRACTUELS D'INTÉRÊTS NON ACTUALISÉS SUR L'ENCOURS DES EMPRUNTS PAR DATE DE MATURITÉ

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts	1 023	798	703	613	508	6 227	9 872	9 335

FLUX CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS SUR L'ENCOURS DES DÉRIVÉS (HORS MATIÈRES PREMIÈRES)

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Dérivés (hors matières premières)	(215)	(136)	(124)	33	(11)	217	(237)	(138)

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessous correspondent à des positions nettes.

FACILITÉS DE CRÉDIT CONFIRMÉES NON UTILISÉES

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	1 200	582	5 837	204	5 000	196	13 019	13 232

Parmi ces programmes disponibles, 3 233 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.

Au 31 décembre 2019, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

17.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités

de *portfolio management*. Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Instruments financiers dérivés passifs								
afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	(1 135)	(2 171)	(360)	(224)	(86)	(452)	(4 428)	(2 114)
afférents aux activités de <i>trading</i>	(9 238)	-	-	-	-	-	(9 238)	(10 579)
Instruments financiers dérivés actifs								
afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	1 042	1 634	316	120	35	215	3 363	2 080
afférents aux activités de <i>trading</i>	8 954	-	-	-	-	-	8 954	9 952
TOTAL	(376)	(537)	(43)	(104)	(51)	(237)	(1 349)	(661)

17.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services

associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IFRS 9. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des secteurs reportables Autres (BU GEM) et Amérique Latine (exprimés en TWh).

En TWh	2020	2021-2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Achats fermes	(370)	(910)	(1 218)	(2 498)	(3 070)
Ventes fermes	480	613	480	1 573	1 329

NOTE 18 Éléments sur les capitaux propres

18.1 Informations sur les actions propres

	Nombre d'actions			Valeurs comptables (en millions d'euros)		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DÉCEMBRE 2018	2 435 285 011	(23 891 170)	2 411 393 841	2 435	32 565	(460)
Dividende distribué en numéraire					(1 096)	
Achat/vente d'actions propres		1 737 451	1 737 451			29
Attribution actions gratuites						
Réévaluation						128
AU 31 DÉCEMBRE 2019	2 435 285 011	(22 153 719)	2 413 131 292	2 435	31 470	(303)

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2019 résulte uniquement de cessions nettes d'actions propres à hauteur de 1,7 million d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions.

18.1.1 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions d'ENGIE SA

Le groupe n'a plus depuis 2017 de plan d'option d'achat d'actions.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'Actions de Performance décrites dans la Note 21 « Paiements fondés sur des actions » sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

18.1.2 Actions propres

Principes comptables

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 17 mai 2019. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société ENGIE SA à la date de cette Assemblée Générale. Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 7,3 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 30 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2019, le Groupe détient 22,2 millions d'actions propres, à ce jour 20,4 millions d'actions ont été affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 150 millions d'euros.

18.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 34 014 millions d'euros au 31 décembre 2019, dont 31 470 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société ENGIE SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt ainsi que la variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évaluée par les autres éléments du résultat global net d'impôt.

En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Le montant de la réserve légale de la société ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

18.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé, le 28 janvier 2019, à un refinancement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminée se traduisant par :

- une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 1 milliard d'euros portant un coupon de 3,25% avec une option annuelle de remboursement à partir de février 2025, comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 983 millions d'euros ;
- la notification d'une proposition de rachat anticipé partiel de la tranche de 1 milliard d'euros (coupon 3%) soit un montant total de 839 millions d'euros. La première option de remboursement de la dette hybride était prévue en juin 2019. Le Groupe, ayant remboursé plus de 80% de cette dette hybride, il a réalisé une *squeeze-out* pour le solde soit 161 millions d'euros qui ont été payés le 12 mars 2019.

ENGIE SA a également procédé, le 8 juillet 2019, à un second refinancement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminée se traduisant par :

- une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 500 millions d'euros portant un coupon de 1,625% avec une option annuelle de remboursement à partir de juillet 2025, comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 495 millions d'euros ;

- la notification d'une proposition de rachat anticipé partiel de la tranche de 750 millions d'euros (coupon 4,75%) soit un montant total de 337 millions d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride était prévue en juillet 2021.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 – *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces nouveaux instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe, pour un montant total de 1 478 millions d'euros.

Au 31 décembre 2019, l'encours des titres super-subordonnés en valeur nominale, s'élève à 3 913 millions d'euros.

En 2019, le Groupe a versé aux détenteurs de ces titres 150 millions euros dont 108 millions d'euros au titre des coupons et 42 millions d'euros d'indemnités de remboursement anticipé. Ce montant est comptabilisé en déduction des capitaux propres dans les

états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

18.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 31 290 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 33 320 millions d'euros au 31 décembre 2018) après déduction du dividende payé le 23 mai 2019 pour un montant total de 1 833 millions d'euros, dont 31 470 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

18.2.3 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par ENGIE SA au titre des exercices 2018 et 2019.

	Montant réparti (en millions d'euros)	Dividende net par action (en euros)
Au titre de l'exercice 2018		
Acompte (payé le 12 octobre 2018)	892	0,37
Solde du dividende au titre de 2018 (payé le 23 mai 2019)	917	0,38
Dividende exceptionnel au titre de 2018 (payé le 23 mai 2019)	893	0,37
Solde du dividende majoré au titre de 2018 (payé le 23 mai 2019)	24	0,11
Au titre de l'exercice 2019		
Acompte	-	-

L'Assemblée Générale du 17 mai 2019 a décidé la distribution d'un dividende de 1,12 euro par action au titre de l'exercice 2018. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,11 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2018, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital.

Un acompte de 0,37 euro par action ayant été payé en numéraire le 12 octobre 2018 pour un montant de 892 millions d'euros, ENGIE SA a réglé en numéraire le 23 mai 2019, pour un montant de 1 810 millions d'euros, le solde du dividende de 0,75 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et exceptionnel, et pour un montant de 24 millions d'euros, le solde du dividende de 0,86 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Soit un dividende total de 1 833 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2019

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019 de verser un dividende unitaire de 0,80 euro par action soit un montant total de 1 931 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2019. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2019 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2019. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2019, cette majoration est évaluée à 17 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le 14 mai 2020, le dividende dont le coupon aura été détaché le lundi 18 mai 2020, sera payé le mercredi 20 mai 2020. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2019, les états financiers à fin 2019 étant présentés avant affectation.

18.3 Total gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Instruments de dette	76	28
Couverture d'investissement net	(284)	(313)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(958)	(725)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(837)	(30)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	505	244
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt	(462)	(223)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ÉCARTS DE CONVERSION	(1 961)	(1 019)
Écarts de conversion	(1 098)	(1 130)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(3 060)	(2 149)

18.4 Gestion du capital

ENGIE SA cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (cf. Note 18.1.2 «Actions propres»), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de catégorie «A» auprès des agences de notation. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash flows* opérationnels diminués des charges financières nettes et impôts exigibles et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte des provisions nucléaires, des provisions pour pensions non couvertes ainsi que des engagements de location simple.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 19 Provisions

Principes comptables

Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration, soit en commençant à exécuter le plan, soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations et les provisions pour remise en état de site. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en «Autres produits et autres charges financiers»).

Évaluation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, au démantèlement des sites de production nucléaires et des infrastructures gazières en France, sont :

- les hypothèses de coûts (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) (cf. Note 19.2) ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (cf. Notes 19.2 et 19.3) ;
- le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

En millions d'euros	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	Démantèlement des installations ⁽²⁾ et Remise en état de sites	Autres risques	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2018⁽¹⁾	6 371	6 170	6 303	2 969	21 813
IFRS 16 & IFRIC 23 (cf. Note 1)	-	-	-	(301)	(301)
AU 1^{ER} JANVIER 2019 Y COMPRIS IFRS 16 & IFRIC 23	6 371	6 170	6 303	2 667	21 512
Dotations	285	1 362	72	467	2 187
Reprises pour utilisation	(331)	(164)	(150)	(677)	(1 322)
Reprises pour excédent	(1)	-	(1)	(47)	(48)
Variation de périmètre	(41)	-	(73)	60	(54)
Effet de la désactualisation	123	220	213	24	580
Écarts de change	-	-	5	2	6
Autres	1 075	23	1 196	(40)	2 254
AU 31 DÉCEMBRE 2019	7 481	7 611	7 566	2 458	25 115
Non courant	7 346	7 487	7 550	433	22 817
Courant	135	123	15	2 024	2 298

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Dont 6 573 millions d'euros de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 5 337 millions d'euros au 31 décembre 2018.

L'effet de la désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur la dette actuarielle, nette des produits d'intérêts des actifs de couverture.

La ligne «Autres» se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2019 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ainsi que des provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de remise en état de site.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	31 déc. 2019
Résultat des activités opérationnelles	(823)
Autres produits et charges financiers	(573)
TOTAL	(1 397)

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

19.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 20 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

19.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations liées à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des centrales nucléaires.

19.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003 attribuée à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion de l'aval du cycle du combustible irradié dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. Dans l'hypothèse où des évolutions sont constatées entre deux évaluations triennales, susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, la Commission peut réviser son avis.

Un dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 12 septembre 2019 par Synatom à la Commission qui a rendu son avis le 12 décembre 2019, sur base de l'avis émis par l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies). Les conclusions de la CPN reprennent entre autres :

- l'impact du nouveau scénario de référence pour la gestion à long terme des déchets nucléaires de catégories B et C (moyenne et forte activité) en Belgique, arrêté par l'ONDRAF en juin 2018 et évalué sur un devis brut de 10,7 milliards d'euros ;
- les recommandations de l'ONDRAF quant à la prise en compte de certains coûts, avérés ou probables ;
- le scénario élaboré pour la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des centrales nucléaires sur base des retours d'expérience industrielle notamment des démantèlements en cours en Allemagne ;
- le calcul financier intégrant la prise en compte des taux d'actualisation plus bas, en vue de déterminer de manière prudente les montants à provisionner aujourd'hui pour couvrir des dépenses qui interviendront pour certaines dans plus de 70 ans.

La décision de la CPN prévoit notamment une baisse des taux d'actualisation reflétant l'environnement de taux d'intérêt en diminution. Cette baisse implique pour les propriétaires des unités nucléaires belges de provisionner dès aujourd'hui des sommes plus importantes. Ainsi, établis au 31 décembre 2018 à 3,50%, les taux ont été ramenés, au 31 décembre 2019, à 2,5% pour le démantèlement, dont les dépenses débuteront dès l'année prochaine, et à 3,25% pour le combustible irradié («l'aval»), dont les dépenses interviendront durant les prochaines décennies.

Au total, la prise en compte de l'avis de la Commission des Provisions Nucléaires et les obligations liées aux projets de dépôts de déchets nucléaires ont conduit à une revalorisation des provisions nucléaires dans les comptes consolidés du groupe ENGIE de 2,1 milliards d'euros, au-delà de la charge annuelle récurrente de désactualisation et des dotations pour les quantités supplémentaires de combustibles consommées au cours de l'exercice.

Les provisions ont été établies compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 ainsi que Doel 1 & 2 et à 40 ans pour les autres unités.

Les provisions constituées intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une nouvelle législation devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe n'a toutefois pas connaissance d'évolutions dans la réglementation sur la constitution de ces provisions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié. Les marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses redevances. Le Groupe estime par ailleurs des marges appropriées pour chaque catégorie de coûts.

Le Groupe considère, au mieux de ses connaissances actuelles, que les provisions telles qu'approuvées par la Commission prennent en compte l'ensemble des informations disponibles à ce jour pour couvrir les aléas et les risques du processus de démantèlement et de gestion du combustible irradié.

19.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Principes comptables

Le calcul des dotations aux provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire est effectué sur base d'un coût unitaire moyen, déterminé pour l'ensemble des quantités qui auront été utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales et appliqué aux quantités générées en date de clôture. Une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation des provisions, est également constituée.

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible nucléaire usé devrait faire l'objet d'un conditionnement, éventuellement sous la forme du retraitement pour séparer les radionucléides les plus actifs, avant son évacuation en stockage à long terme.

L'ONDRAF a proposé, le 9 février 2018, le stockage géologique comme politique nationale pour la gestion à long terme des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie. Cette proposition reste soumise à l'approbation du gouvernement belge qui aura, au préalable, recueilli l'avis de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN).

Par ailleurs, ENGIE considère dans son évaluation que le scénario «mixte», retenu par la Commission des provisions nucléaires, continue de s'appliquer : une partie du combustible, contenant les radionucléides les plus actifs, y est retraitée et le reste est évacué directement, sans retraitement.

Les provisions pour aval du cycle constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario «mixte» : entreposage sur site, transport, retraitement, conditionnement, entreposage et évacuation géologique. Elles sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec ainsi que l'exploitation des installations existantes, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement. Le plutonium et l'uranium issus du retraitement sont cédés à un tiers ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF. Les recommandations de cette dernière quant au coût de cette installation ont été intégralement prises en compte ;
- les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné sont transférés à l'ONDRAF ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés par l'ONDRAF et évalués non pas à la valeur des redevances arrêtées par l'ONDRAF en 2018 basées sur un coût total de l'installation d'évacuation de 8,0 milliards d'euros 2017, mais en utilisant un «tarif prudentiel virtuel», établi par l'ONDRAF à la demande de la CPN, sur la base d'un coût total de l'installation d'évacuation de 10,7 milliards d'euros 2017 excluant les pistes d'optimisation soumises à expertise. Le coût estimé de la recommandation préliminaire de l'AFCN concernant un puits supplémentaire y a par ailleurs été ajouté sur base des recommandations de l'ONDRAF ;
- l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ;
- le nouveau scénario de référence intègre le scénario mis à jour de l'ONDRAF retardé d'environ 30 ans par rapport au scénario retenu en 2016, avec un début du stockage géologique autour de 2070 qui se clôturera vers 2135, les activités de stockage intermédiaire de retraitement et de conditionnement ayant été reportées en cohérence ;
- le taux d'actualisation retenu est réduit à 3,25%. Il prend en compte (i) une analyse de l'évolution et de la moyenne historiques et prospectives des taux de référence à long terme, (ii) l'allongement de la durée du passif compte tenu du nouveau scénario de l'ONDRAF et (iii) les engagements relatifs au financement de ces provisions pris par Electrabel auprès de Synatom (cf. Note 15.1.5 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées) ;
- une hypothèse d'inflation de 2,0% (soit un taux réel de 1,25%).

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. L'ONDRAF dans son avis à la CPN a notamment pointé des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN se dotera d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020. Le montant de ces provisions pourrait être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus et des estimations de coûts associés. Plus particulièrement, le cadre réglementaire belge actuel ne permet pas le retraitement partiel et n'a pas encore confirmé l'adoption du stockage géologique comme politique de gestion des déchets nucléaires de moyenne et de haute activité.

Concernant le scénario de retraitement partiel, à la suite d'une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, les contrats de retraitement qui n'étaient pas en cours d'exécution ont été suspendus puis résiliés en 1998. Le scénario retenu repose sur l'hypothèse que le gouvernement belge autorisera Synatom à retraiter le combustible usé et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à Orano (anciennement Areva) d'effectuer ce retraitement. Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario «mixte» retenu aujourd'hui et approuvé par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets, soit en dépôt géologique profond, soit en entreposage de surface de longue durée. La Commission européenne a, à ce titre, adressé le 27 novembre 2019 un avis motivé à la Belgique dans le cadre de la procédure de manquement de l'article 258 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, au motif qu'elle n'a pas adopté de programme national de gestion des déchets radioactifs conforme à certaines exigences de la directive sur le combustible usé et les déchets radioactifs (directive 2011/70/Euratom du Conseil). À ce stade, il n'existe donc qu'un programme national qui confirme l'entreposage sûr du combustible usé suivi par son retraitement ou par son stockage. L'hypothèse intégrée dans le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires se base sur le dépôt en couche géologique profonde dans un site restant à identifier et qualifier en Belgique.

Sensibilité

Les provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire restent sensibles aux hypothèses de coûts, de calendrier des opérations et d'engagement des dépenses ainsi qu'au taux d'actualisation :

- une augmentation de 10% des redevances de l'ONDRAF au-delà du tarif virtuel prudentiel demandé par la CPN pour l'évacuation des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie se traduirait, à montant de marges d'incertitudes inchangé, par une augmentation des provisions de l'ordre de 170 millions d'euros ;
- l'accélération de 5 ans des dépenses de l'ONDRAF au titre de l'entreposage, de conditionnement et de stockage des déchets radioactifs de haute activité et/ou de longue durée de vie aurait un impact à la hausse de 165 millions d'euros sur les provisions. Un report de 5 ans dans l'échéancier d'engagement de ces différentes dépenses aurait un impact à la baisse d'un montant plus faible ;
- l'impact d'une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour le traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 250 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que ces sensibilités résultent d'un calcul purement financier. Elles doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

19.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Principes comptables

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou remise en état de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations. Les ajustements de la provision consécutifs à une révision ultérieure (i) du montant estimé des engagements, (ii) de l'échéancier des dépenses de démantèlement ou (iii) du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou, sous certaines conditions, en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

La stratégie de démantèlement retenue repose sur un démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet (retour à un «greenfield industriel»), permettant un usage industriel futur du terrain.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales ;
- les redevances pour la prise en charge des déchets du démantèlement de catégorie A et B sont déterminées en utilisant le «tarif prudentiel virtuel» établi par l'ONDRAF à la demande de la CPN et en incluant des marges préconisées par l'ONDRAF pour risques de reclassement de déchets compte tenu des incertitudes de définition des critères d'admission des déchets dans ces catégories ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas normales, revues par l'ONDRAF et la CPN ;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;

- un taux d'actualisation réduit à 2,5% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (VAN). Il diffère de celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire compte tenu des importantes différences de durée des deux obligations après prise en compte du nouveau scénario de l'ONDRAF ;
- la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 ainsi que pour Doel 1 & 2, et de 40 ans pour les autres unités ;
- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations est fonction de l'unité concernée et du séquençage des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. L'ONDRAF dans son avis à la CPN a notamment pointé des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN se dotera d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Ces paramètres sont cependant établis, et les hypothèses sont retenues, sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquates à ce jour, et approuvées par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire.

Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 60 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que cette sensibilité résulte d'un calcul purement financier. Elle doit s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

19.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

19.3.1 Démantèlements relatifs aux autres installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, les conduites de distribution, les sites de stockage et les terminaux

méthaniers, doivent être démantelées. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

Sur la base des estimations de la fin des réserves prouvées et probables de gaz en 2260, compte tenu notamment des niveaux actuels de production, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.

19.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et son partenaire Mitsui ont annoncé en novembre 2016 la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood, et l'arrêt des opérations d'extraction de charbon dans la mine attenante à partir de fin mars 2017. Le Groupe détient une participation de 72% dans cette ancienne centrale de 1 600 MW avec mine de charbon attenante, consolidée en tant qu'activité conjointe depuis septembre 2018 en lieu et place de l'intégration globale.

Au 31 décembre 2019, la provision en part groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 280 millions d'euros.

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017, et se sont concentrés sur : la gestion de la contamination du site ; la planification de l'assainissement de son environnement ; la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, comprenant la démolition de l'ancienne centrale, le pompage aquatique continu, ainsi que des travaux de terrassement dans la mine, visant à garantir une stabilité du terrain et des parois, en vue de la création d'un lac de mine sur le long terme.

Plusieurs lois qui ont une incidence directe ou indirecte sur la réhabilitation de la mine et sur les agences qui administrent les lois sont actuellement en cours de réforme. Par conséquent, les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

Le taux moyen d'actualisation retenu pour déterminer le montant de la provision s'élève à 3,17%.

Le montant de la provision comptabilisée représente la meilleure estimation à date du Groupe concernant les coûts de destruction et de réhabilitation qui devront être encourus par la société Hazelwood. Cependant, le montant de cette provision pourrait être ajusté dans le futur afin de tenir compte d'éventuelles évolutions concernant les paramètres clés de l'évaluation.

19.4 Autres risques

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux et des réclamations et risques fiscaux (hors impôts sur les sociétés, en application d'IFRIC 23), ainsi que les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de transport et de réservation de capacité de stockage.

NOTE 20 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

Principes comptables

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant des engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État

s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en «Autres actifs» courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels sont comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode. Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

20.1 Description des principaux régimes de retraite

20.1.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France

Depuis le 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale et du budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 («droits spécifiques passés») ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution («droits spécifiques passés régulés») est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1^{er} janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2019, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,7 milliards d'euros.

La durée de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 22 ans.

20.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Laborelec, et partiellement ENGIE Energy Management et ENGIE CC.

Ces conventions, applicables au personnel «barémisé» engagé avant le 1^{er} juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1^{er} mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des

obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension préfinancés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 15% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2019. La duration moyenne de ces régimes est de 9 années.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1^{er} juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1^{er} mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. Avant le 1^{er} janvier 2017, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2016, et d'application au 1^{er} janvier 2017, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2019, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée en 2019 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 36 millions d'euros contre 24 millions d'euros en 2018.

20.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation qui s'applique à la masse salariale et qui est déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel. Ces régimes sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

Le groupe ENGIE comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2019 au titre de ces régimes multi-employeurs est stable par rapport à 2018 et s'élève à 71 millions d'euros.

20.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France, Belgique et Pays-Bas concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales

d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1^{er} juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;

- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : ENGIE Brasil Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

20.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

20.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs)

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

Avantages postérieurs à l'emploi :

- l'avantage en nature énergie ;
- les indemnités de fin de carrière ;
- les congés exceptionnels de fin de carrière ;
- les indemnités de capital décès ;

Avantages à long terme :

- les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles ;
- les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
- les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

20.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé «tarif agent».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la souite imputable aux agents d'ENGIE résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 3,6 milliards d'euros au 31 décembre 2019. La duration de l'engagement est de 23 ans.

20.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

20.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

20.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'«allocation transitoire» (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

20.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

20.3 Plans à prestations définies

20.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, des actifs de régime, et des droits à remboursement comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
AU 31 DÉCEMBRE 2018	(6 371)	108	168
Différence de change	7	(5)	-
Variations de périmètre et autres	96	(39)	8
Pertes et gains actuariels	(1 142)	(7)	(18)
Charge de l'exercice des activités poursuivies	(427)	(66)	2
Plafonnement d'actifs	-	-	-
Cotisations/prestations payées	356	63	1
AU 31 DÉCEMBRE 2019	(7 481)	53	161

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de la situation financière au sein des lignes «Autres actifs» non courants et courants.

La charge de l'exercice s'élève à 492 millions d'euros en 2019 (525 millions d'euros en 2018). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 20.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone euro représente 97% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2019 (contre 97% au 31 décembre 2018).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 4 594 millions d'euros au 31 décembre 2019, contre 3 472 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'«État du résultat global» représentent une perte actuarielle de 1 149 millions d'euros en 2019 et une perte actuarielle de 231 millions d'euros en 2018.

20.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du groupe ENGIE, leur évolution au cours des exercices concernés ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivants :

En millions d'euros	31 déc. 2019				31 déc. 2018			
	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE								
Dettes actuarielles début de période	(7 713)	(3 794)	(499)	(12 006)	(7 653)	(3 739)	(539)	(11 931)
Coût des services rendus de la période	(291)	(63)	(43)	(397)	(308)	(62)	(42)	(412)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle	(173)	(76)	(9)	(258)	(165)	(73)	(8)	(245)
Cotisations versées	(16)	-	-	(16)	(16)	-	-	(16)
Modification de régime	(1)	-	-	(1)	(3)	(5)	10	2
Variations de périmètre	172	(5)	(1)	166	(37)	31	49	43
Réductions/cessations de régimes	75	-	1	76	1	-	-	1
Événements exceptionnels	-	-	-	-	-	2	-	2
Pertes et gains actuariels financiers	(887)	(698)	(5)	(1 590)	(44)	(35)	(1)	(80)
Pertes et gains actuariels démographiques	(120)	57	(14)	(76)	101	1	1	103
Prestations payées	373	108	39	521	397	97	40	533
Autres (dont écarts de conversion)	10	-	-	10	16	(11)	(10)	(5)
Dettes actuarielles fin de période	A (8 570)	(4 470)	(531)	(13 572)	(7 713)	(3 794)	(499)	(12 006)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	5 767	-	-	5 767	5 904	-	-	5 904
Produit d'intérêts des actifs de couverture	133	-	-	133	128	-	-	128
Pertes et gains actuariels financiers	497	-	-	497	(253)	-	-	(253)
Cotisations perçues	197	-	-	197	309	15	-	324
Variations de périmètre	(109)	-	-	(109)	32	-	-	32
Cessations de régimes	(28)	-	-	(28)	-	-	-	-
Prestations payées	(282)	-	-	(282)	(341)	(15)	-	(357)
Autres (dont écarts de conversion)	(7)	-	-	(7)	(11)	-	-	(11)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 6 169	-	-	6 169	5 767	-	-	5 767
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+B (2 402)	(4 470)	(531)	(7 403)	(1 945)	(3 794)	(499)	(6 239)
Plafonnement d'actifs	(25)	-	-	(25)	(25)	-	-	(25)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	(2 427)	(4 470)	(531)	(7 428)	(1 970)	(3 794)	(499)	(6 263)
TOTAL PASSIF	(2 480)	(4 470)	(531)	(7 481)	(2 078)	(3 794)	(499)	(6 371)
TOTAL ACTIF	53	-	-	53	108	-	-	108

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.

(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

20.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur s'élève à 161 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 168 millions d'euros au 31 décembre 2018).

20.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2019 et 2018 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Coûts des services rendus de la période	397	412
Pertes et gains actuariels ⁽¹⁾	19	(1)
Modifications de régimes	-	(2)
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(49)	(1)
Événements exceptionnels	-	(2)
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	368	407
Charge d'intérêts nette	125	117
Total comptabilisé en résultat financier	125	117
TOTAL	492	525

(1) Sur avantages à long terme.

20.3.5 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraite ou autres

paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme au moins égal au taux d'actualisation ou, le cas échéant, aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les stratégies d'investissement sont déterminées par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis via une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total Engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 399)	5 616	(25)	(1 809)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(517)	553	-	36
Plans non financés	(5 655)	-	-	(5 655)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	(13 571)	6 169	(25)	(7 428)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 648)	4 294	(23)	(1 377)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 375)	1 473	(2)	96
Plans non financés	(4 977)	-	-	(4 977)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	(12 000)	5 767	(25)	(6 258)

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Actions	27	27
Obligations souveraines	26	25
Obligations privées	27	27
Actifs monétaires	3	4
Actifs immobiliers	2	2
Autres actifs	15	15
TOTAL	100	100

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2019.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à +9% en 2019.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2019 s'est élevé à environ 3% en assurance de groupe et à environ +14% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

En %	Amérique du Nord					Reste du monde	Total
	Europe	Nord	Amérique Latine	Asie – Océanie			
Actions	58	26	3	10	3	100	
Obligations souveraines	76	1	22	-	2	100	
Obligations privées	75	18	1	3	2	100	
Actifs monétaires	72	-	5	-	23	100	
Actifs immobiliers	86	-	7	-	6	100	
Autres actifs	11	8	3	3	76	100	

20.3.6 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

		Autres avantages							
		Retraites		postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Taux d'actualisation	Zone euro	1,2%	2,0%	1,2%	2,1%	1,0%	1,6%	1,2%	1,9%
	Zone UK	1,7%	2,5%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
	Zone UK	3,4%	3,3%	-	-	-	-	-	-

20.3.6.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la durée de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 17%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 16%.

20.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 2,8%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	-	-
Effet sur les engagements de retraite	4	(5)

20.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2020 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2020, des cotisations de l'ordre de 200 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 121 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

20.4 Plans à cotisations définies

En 2019, le Groupe a comptabilisé une charge de 121 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (133 millions d'euros en 2018). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 21 Paiements fondés sur des actions

Principes comptables

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque

plan et de la probabilité de la performance marché du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les Actions de Performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

En millions d'euros	Charge de la période	
	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Offres réservées aux salariés ⁽¹⁾	(1)	(31)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance ⁽²⁾	(48)	(46)
Plans d'autres sociétés du Groupe	(2)	(3)
TOTAL	(51)	(80)

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

(2) Dont une reprise pour non atteinte de conditions de présence d'un montant de 2 millions d'euros en 2019.

21.1 Actions de performance

21.1.1 Nouvelles attributions réalisées en 2019

Plan d'actions de performance ENGIE du 17 décembre 2019

Le Conseil d'Administration du 17 décembre 2019 a approuvé l'attribution de 5 millions d'actions de performance aux cadres supérieurs et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en trois tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2023, suivie d'une période d'incessibilité d'un an des titres acquis ;
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2023, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2024, sans période d'incessibilité.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une triple condition de performance à l'exception toutefois des 150 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance, chacune comptant pour un tiers du solde des actions à acquérir, sont les suivantes :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de dix sociétés de référence, évalué pour la période entre novembre 2019 et janvier 2023 ;
- deux conditions portant respectivement sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe et du *Return On Capital Employed* (ROCE) des exercices 2021 et 2022.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (18 000 actions attribuées).

21.1.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par ENGIE en 2019.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
17 décembre 2019	14 mars 2023	14 mars 2024	14,7	0,75	4,3%	0,44	oui	11,03
17 décembre 2019	14 mars 2023	14 mars 2023	14,7	0,75	4,3%	0,44	oui	11,55
17 décembre 2019	14 mars 2023	14 mars 2023	14,7	0,75	4,3%	0,56	non	12,45
17 décembre 2019	14 mars 2024	14 mars 2024	14,7	0,75	4,3%	0,44	oui	10,84
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 17 décembre 2019								11,01

21.1.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'Actions de Performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en

totalité, les volumes attribués aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2. L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture.

NOTE 22 Transactions avec des parties liées

L'objet de cette Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 23 «Rémunération des dirigeants».

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente («TRV») de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Energie-Climat («LEC») promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1^{er} juillet 2023.

22.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

22.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2019 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2018. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 administrateurs (contre 4 sur un total de 19 administrateurs auparavant).

L'État détient 34,23% des droits de vote théoriques (ou 34,47% des droits de vote exerçables) contre 34,51% à fin décembre 2018.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE («Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises») a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

22.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1^{er} juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA (ex-ERDF SA), filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1^{er} janvier 2007 et au 1^{er} janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

22.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 20 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

NOTE 23 Rémunération des dirigeants

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 14 membres au 31 décembre 2019 (11 membres au 31 décembre 2018).

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Avantages à court terme	21	21
Avantages postérieurs à l'emploi	10	6
Paiements fondés sur des actions	5	5
Indemnités de fin de contrat	-	0
TOTAL	36	31

Le montant des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif s'élève à 37 millions d'euros au 31 décembre 2019, étant précisé qu'il s'agit d'un montant estimé car ces engagements sont par principe non individualisés. Le Groupe a une politique de

financement des engagements de retraite via des actifs de couverture sans que ceux-ci soient spécifiquement alloués aux engagements de retraite d'une population dédiée.

NOTE 24 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs

Principes comptables

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du

Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

24.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

<i>En millions d'euros</i>	Variation du BFR au 31 déc. 2019	Variation du BFR au 31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Stocks	465	(268)
Créances commerciales et autres débiteurs	802	(2 311)
Fournisseurs et autres créanciers	(1 107)	2 177
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	(36)	237
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de <i>trading</i>	(981)	197
Autres	(253)	117
TOTAL	(1 110)	149

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

24.2 Stocks

Principes comptables

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz «utile», soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz «coussin», indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (cf. Note 15 «Immobilisations corporelles»).

Le gaz «utile» est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de gazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Une perte de valeur est enregistrée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût moyen pondéré.

Certains stocks sont utilisés dans le cadre de stratégies de *trading* et sont comptabilisés à la juste valeur, diminuée des coûts de vente, conformément aux dispositions d'IAS 2. Les variations de juste valeur, diminuée des coûts de vente, sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle est intervenue la variation.

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Les entités visées par cette directive sont tenues de restituer un nombre de quotas égal au total des émissions de GES constatées lors de l'année écoulée. En l'absence de principes IFRS spécifiques définissant le traitement comptable à adopter, le Groupe a décidé d'appliquer les principes suivants concernant les problématiques comptables relatives aux quotas d'émission de GES :

- les quotas constituent des stocks, puisqu'ils sont consommés dans le processus de production ;
- les quotas acquis à titre onéreux sur le marché sont comptabilisés à leur coût d'acquisition ;
- les éventuels quotas alloués à titre gratuit sont comptabilisés dans l'état de la situation financière pour une valeur nulle.

À la clôture, en cas d'insuffisance de quotas pour couvrir les émissions de GES de l'exercice, le Groupe constitue un passif. Ce passif est évalué sur la base du prix de marché, à la clôture, des quotas restant à acquérir ou sur base du prix des contrats à terme conclus et visant à couvrir cette position déficitaire.

Certificats d'économie d'énergie (CEE)

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives à la comptabilisation des certificats d'économie d'énergie (CEE), les dispositions suivantes sont appliquées :

- un stock de CEE est comptabilisé lorsque les CEE détenus à la clôture excèdent l'obligation liée aux ventes d'énergie ; dans le cas inverse, un passif est comptabilisé pour matérialiser cette obligation ;
- les CEE sont valorisés au coût unitaire moyen pondéré (coût d'acquisition pour les CEE acquis ou coût de revient pour les CEE générés par des actions propres).

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Stocks de gaz naturel, nets	1 104	1 274
Stocks d'uranium	538	595
Quotas de CO ₂ , certificats verts et d'économie d'énergie, nets	682	654
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 294	1 635
TOTAL	3 617	4 158

24.3 Autres actifs et autres passifs

En millions d'euros	31 déc. 2019				31 déc. 2018 ⁽¹⁾			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	384	10 216	(1 222)	(13 101)	474	9 337	(960)	(12 529)
Créances/dettes fiscales	-	6 986	-	(7 750)	-	6 999	-	(7 449)
Créances/dettes sociales	214	39	(6)	(2 594)	275	72	(5)	(2 461)
Dividendes à payer/à recevoir	-	21	-	(104)	-	12	-	(170)
Autres	171	3 170	(1 215)	(2 653)	198	2 255	(954)	(2 449)

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 92 millions d'euros au 31 décembre 2019 vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires (74 millions d'euros au 31 décembre 2018).

NOTE 25 Contentieux et enquêtes

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Les principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

25.1 France hors Infrastructures

25.1.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le Tribunal administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative de Versailles en mai 2019. Des échanges de mémoire entre les parties sont en cours.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1^{er} février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001 et des instances sont encore en cours devant les juridictions d'appel pour les demandes de remboursement afférentes aux exercices 2002/2003/2004.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte,

tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de Justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

25.2 Infrastructures France

25.2.1 Commissionnement

Dans le cadre d'un différend opposant GRDF à des fournisseurs de gaz, la Cour d'appel de Paris, dans un arrêt du 2 juin 2016 rendu contre une décision du Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDiS) de septembre 2014, a considéré que la prestation d'acheminement rendue au bénéfice des fournisseurs devait et aurait dû, depuis l'ouverture du marché, être rendue au bénéfice des clients finals. Jusqu'à ces décisions, seule la prestation de livraison était effectuée par le distributeur au profit des clients finals et faisait l'objet d'une rémunération des fournisseurs pour la gestion clientèle en raison de l'existence du contrat unique.

En raison du fait que le fournisseur assure désormais la gestion clientèle relative aussi à l'acheminement du gaz pour le compte du distributeur, le fournisseur devient l'intermédiaire du distributeur auprès du client final pour les prestations de livraison et d'acheminement. Le schéma des relations contractuelles a ainsi totalement été modifié et a pour conséquences que (i) le risque des impayés des clients finals correspondant à la part «acheminement» du contrat de fourniture devait être supporté par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) et non par le fournisseur de gaz, (ii) et que les prestations de gestion de clientèle relative aux prestations de livraison et d'acheminement (la distribution), réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du GRD. La Cour d'appel de Paris a ainsi enjoint à GRDF de mettre ses contrats d'acheminement en conformité avec ces principes et a renvoyé au CoRDiS le soin d'évaluer le montant de la prestation de gestion clientèle. GRDF a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel.

En mars 2018, la Cour de cassation a renvoyé à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) la question de savoir si le droit de l'Union européenne imposait que le CoRDIS puisse prendre des décisions à caractère rétroactif. L'avocat général de la CJUE a déposé ses conclusions en mai 2019. La CJUE a rendu son arrêt le 19 décembre 2019 considérant que rien dans la Directive Gaz (Directive 2009/73/CE) n'interdisait à une autorité de règlement des différends de prendre des décisions emportant des effets de nature rétroactive au regard de la date du différend. La Cour de cassation, suite à l'arrêt de la CJUE, a prévu une audience en avril 2020. L'arrêt de la Cour de cassation pourrait intervenir avant la fin du premier semestre 2020.

En juin 2018, le CoRDIS chargé par la Cour d'appel de Paris d'évaluer le quantum de la prestation de gestion de clientèle a enjoint à GRDF de proposer à Direct Energie et à ENI un nouvel avenant prévoyant une rémunération basée sur les termes tarifaires définis par la CRE dans ses délibérations d'octobre 2017 et janvier 2018. Un recours devant la Cour d'appel de Paris contre cette décision a été formé tant par GRDF que par Direct Energie et ENI. GRDF conteste la rémunération pour le passé, notamment en soutenant que les sommes correspondantes ont déjà été répercutées par le fournisseur sur les clients finals. La Cour d'appel de Paris a rendu le 23 janvier 2020 sa décision aux termes de laquelle elle a considéré que les fournisseurs sont les prestataires obligés du GRD pour la gestion de clientèle et rouvre les débats sur le montant de la gestion de clientèle pour Direct Energie et ENI pour la période 2005-2018.

La Cour d'appel de Paris en 2016 ayant considéré qu'ENI n'avait pas fait de demande de rémunération au titre du passé (avant 2016 ; ses demandes ne portant que pour l'avenir), ENI a saisi en mars 2017 le CoRDIS aux fins d'obtenir une rémunération au titre de la gestion clientèle pour le passé (montant de 87,8 millions d'euros réclamé pour la période 2008 à 2016). Le CoRDIS a rendu sa décision en juillet 2019 aux termes de laquelle la demande d'ENI est rejetée. ENI a formé un recours devant la Cour d'appel de Paris.

Direct Energie avait également saisi, en mai 2017, le Tribunal de Commerce de Paris pour abus de position dominante et déséquilibre significatif dans les obligations contractuelles contenues dans les contrats d'acheminement et demandait initialement dans ce cadre 89,5 millions d'euros de dommages et intérêts pour la période 2009-2016 (demande réévaluée depuis à environ 140 millions d'euros). Il s'agit ici d'une action indemnitaire à la différence de celles devant le CoRDIS qui est une action aux fins d'obtention d'une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle relatives aux prestations de distribution.

Le Tribunal de commerce de Paris a rendu son jugement en janvier 2019. Il condamne GRDF à verser à Direct Energie la somme de 17 millions d'euros.

GRDF et Direct Energie ont interjeté appel de cette décision et déposé leurs premières conclusions en juin 2019.

En juillet 2019, ENI a assigné GRDF devant le Tribunal de Commerce de Paris en abus de position dominante et déséquilibre significatif au motif

que GRDF aurait imposé à ENI et ce sans rémunération la réalisation des prestations de gestion clientèle relative à la distribution et sollicité un peu plus de 300 millions d'euros.

En ce qui concerne les prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, vient également de rappeler le même principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS. Le Conseil Constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est toujours en cours. Par ailleurs, ENGIE avait déposé un recours devant le Conseil d'État contre la délibération de la CRE du 26 octobre 2017 sur la rémunération des prestations de gestion clientèle en électricité pour la période antérieure au 1^{er} janvier 2018 et s'est désisté de cette procédure.

25.3 Reste de l'Europe

25.3.1 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 et de Tihange 1, devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. Par arrêt du 12 juin 2018, la Cour d'appel de Bruxelles a rejeté les demandes de Greenpeace. Greenpeace a introduit un pourvoi en cassation. Ce pourvoi a été rejeté par un arrêt de la Cour de cassation du 9 janvier 2020 de sorte que l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 12 juin 2018 est devenu définitif. En ce qui concerne le recours devant la Cour constitutionnelle, celle-ci, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) pour questions préjudicielles. La CJUE, dans son arrêt du 29 juillet 2019, considère que la loi belge prolongeant la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises mais qu'il est possible de maintenir provisoirement les effets de la loi de prolongation en cas de menace grave et réelle de rupture de l'approvisionnement en électricité et pour la durée strictement nécessaire à une régularisation. L'arrêt de la Cour constitutionnelle est attendu prochainement. Le recours devant le Conseil d'État est, par ailleurs, toujours pendant.

Par ailleurs, des collectivités territoriales et des associations agissent également contre l'autorisation de redémarrage de l'unité de Tihange 2. Le 9 novembre 2018, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation intenté par certaines collectivités territoriales allemandes. Une procédure au civil est toujours en cours devant le tribunal de première instance de Bruxelles.

25.3.2 Réclamation fiscale aux Pays-Bas en matière de déductibilité d'intérêts

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts (1,1 milliard d'euros) pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. Suite au rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem. Le 4 octobre 2018, ce dernier a donné raison à l'Administration fiscale. Toutefois, ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que les arguments du Tribunal sont contradictoires et contestables tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen, et, partant a interjeté appel.

25.3.3 Réclamation fiscale aux Pays-Bas en matière d'amortissements des centrales électriques

L'Administration fiscale néerlandaise rejette la déduction de dépréciation d'actifs enregistrée par ENGIE Energie Nederland NV dans ses déclarations fiscales 2010-2013. Elle conteste tant la période de prise en charge de ces dépréciations que son quantum. Elle a ainsi redressé l'intégralité des dépréciations d'actifs cumulées sur la période soit un montant de 1,9 milliard d'euros. ENGIE conteste la position de l'Administration fiscale dans ses deux composantes et a introduit un recours administratif en novembre 2018 qui a été rejeté en février 2019. ENGIE étudie l'opportunité d'initier une procédure judiciaire.

25.3.4 Prix de transfert du gaz

L'Inspection spéciale des impôts belge a adressé deux avis de rectification du résultat fiscal des exercices 2012 et 2013 pour un montant global de 706 millions d'euros considérant que le prix appliqué à la fourniture de gaz par ENGIE (alors GDF SUEZ) à Electrabel S.A. était excessif. ENGIE et Electrabel S.A. contestent cette rectification. La Belgique et la France ont initié une procédure amiable afin de régler ce différend.

25.3.5 Espagne - Punica

Dans le cadre de l'affaire Punica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), douze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même ont été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est en cours ; le délai de clôture de l'instruction est fixé au 6 juin 2020.

25.3.6 Italie - Vado Ligure

Le 11 mars 2014, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre des dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. Le dossier a été renvoyé au Tribunal de Savone pour traitement au fond ; la procédure a débuté le 11 décembre 2018 et se poursuivra pendant l'année 2020.

25.3.7 Italie - Litige fiscal accises gaz et TVA ENGIE ITALIA (ex-GDF SUEZ Energie)

En 2017, l'Administration fiscale italienne a contesté l'exonération d'accises au titre de livraisons de gaz réalisées par ENGIE Italia auprès de clients industriels italiens au motif qu'elle ne disposait pas d'attestation de ces clients. Elle envisage de la redresser pour une somme totale de 126 millions d'euros (accises, TVA, pénalité et intérêts). ENGIE Italia conteste la légalité de cette formalité tant sur le terrain du droit italien que du droit européen et considère que la sanction est en toute hypothèse disproportionnée par rapport à une obligation formelle.

ENGIE Italia a introduit en 2018 une demande d'annulation de la notification de l'imposition auprès du tribunal de première instance de Perugia.

En octobre 2018, le tribunal de première instance a rejeté la demande d'annulation se contentant d'appliquer un ancien décret ministériel et sans prendre en compte les arguments de droit d'ENGIE Italia.

ENGIE Italia a interjeté appel du jugement en novembre 2018 et la Cour d'appel lui a donné raison en novembre 2019 au motif que les justificatifs exigés par l'Administration fiscale n'étaient pas légaux et que cette dernière devait prendre en compte la situation factuelle du contribuable pour déterminer l'assujettissement aux accises. L'administration fiscale a la possibilité de renvoyer l'affaire devant la Cour de cassation.

25.3.8 Italie - Procédure concurrence

Le 9 mai 2019, une amende de 38 millions d'euros a été infligée conjointement et solidairement à ENGIE Servizi SpA et ENGIE Energy Services International S.A. par l'Autorité de la Concurrence italienne pour certaines prétendues pratiques anticoncurrentielles relatives à l'attribution du marché Consip FM4 2014. Un appel a été interjeté devant le Tribunal Administratif Régional de Lazio (TAR Lazio). Le TAR Lazio a suspendu le paiement de l'amende. La procédure en appel est pendante.

25.4 Amérique latine

25.4.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le Tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du

CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Agua Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre de la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Agua Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

25.4.2 Projet de construction d'un terminal GNL en Uruguay

En 2013, GNLS SA, filiale commune de Marubeni et ENGIE, a été sélectionnée pour la construction d'un terminal GNL flottant en Uruguay. Le 20 novembre 2013, GNLS a confié le design et la construction du terminal à Construtora OAS SA. Suite à de nombreux dysfonctionnements et malfaçons, GNLS a résilié le contrat en mars 2015 et fait appel aux garanties. OAS a contesté la résiliation du contrat mais n'a pas entrepris d'action contre GNLS. OAS a fait faillite en Uruguay le 8 avril 2015. En septembre 2015, le projet a été terminé de commun accord entre GNLS et les autorités.

Le 24 mai 2017, OAS a appelé GNLS en conciliation devant les tribunaux uruguayens. La conciliation n'a pas abouti. OAS a alors menacé GNLS de lui réclamer des dommages et intérêts devant les juridictions uruguayennes.

Le contrat prévoyant la résolution des différends par le biais d'un arbitrage avec siège à Madrid, sous l'égide de la Chambre de commerce internationale (CCI), et GNLS ayant souffert des dommages importants du fait de la résiliation du contrat, GNLS a déposé une requête d'arbitrage le 22 août 2017, réclamant un montant au principal de 373 millions de dollars américains. OAS a répliqué par une citation devant le Tribunal de commerce de Montevideo, demandant pour sa part des dommages et intérêts à hauteur de 311 millions de dollars américains ; ENGIE a été formellement cité dans cette procédure le 5 décembre 2018. Les deux procédures sont pendantes.

25.4.3 Brésil - Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

Le 14 décembre 2018, l'Administration fiscale brésilienne a adressé à ENGIE Brasil Energia des avis de rectification au titre des exercices

2014, 2015 et 2016 estimant que la société était redevable des taxes PIS et COFINS (taxes fédérales sur la valeur ajoutée) sur les remboursements de certains combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant des redressements s'élève à un total de 492 millions de real brésiliens, dont 229 millions de real brésiliens de taxes auxquelles viennent s'ajouter amendes et intérêts.

ENGIE Brasil Energia conteste ces avis de rectification et a introduit des réclamations fiscales en 2019 que l'administration fiscale a toutefois rejetées. Une dernière contestation en phase administrative (avant recours éventuels devant les cours et tribunaux) a été introduite par ENGIE Brasil Energia en janvier 2020.

25.5 Autres

25.5.1 Luxembourg - Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux types de transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a adopté une décision finale négative considérant qu'il existe une aide d'État du Luxembourg au profit d'ENGIE. Le 4 septembre 2018, ENGIE a demandé l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif. Cette procédure n'étant pas suspensive, ENGIE a mis une somme de 123 millions d'euros sous séquestre le 22 octobre 2018 au titre de l'une des deux transactions visées, l'autre n'ayant fait l'objet d'aucune matérialisation de l'aide. À l'issue de la procédure devant les juridictions européennes, cette somme sera remise à ENGIE ou à l'État luxembourgeois en fonction de l'annulation ou non de la décision de la Commission.

25.5.2 Pologne - Procédure concurrence

Le 7 novembre 2019, une amende de 172 millions de zlotys polonais (40 millions d'euros) a été infligée à ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG (EEMHS) pour ne pas avoir répondu à une demande de communication de documents de l'Autorité de la Concurrence polonaise (UOKiK) dans le cadre d'une procédure ouverte par le UOKiK qui suspecte un potentiel défaut de notification de la part d'EEMHS et d'autres investisseurs financiers impliqués dans le financement du gazoduc Nord Stream 2. EEMHS a interjeté appel devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure en appel est pendante.

NOTE 26 Événements postérieurs à la clôture

Le Groupe a annoncé le 22 janvier 2020 un partenariat avec la société Edelweiss Infrastructure Yield Plus Fund (EIYP) pour la cession d'une participation majoritaire dans des actifs solaires en exploitation en Inde. Cette cession devrait se finaliser au 1^{er} semestre 2020 et avoir un impact positif de plus de 400 millions d'euros sur la dette nette du Groupe.

Le Groupe a également annoncé le 23 janvier 2020 avoir remporté l'appel d'offres lancé par Sterlite pour l'acquisition d'un projet de

concession de 30 ans. Le projet comprend la construction, l'exploitation et la maintenance d'une ligne de transport d'électricité de 1 800 km, d'une nouvelle sous-station et l'extension de trois autres sous-stations dans le nord du Brésil. Tous les permis d'installation nécessaires ont été obtenus pour commencer la construction en 2020. Le coût total de l'investissement dans le projet devrait s'élever à 750 millions d'euros.

NOTE 27 Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité des marchés financiers, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 28 avril 2014 a décidé de renouveler le mandat de Commissaires aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2014 à 2019.

En millions d'euros	Deloitte			EY			Total
	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	5,5	6,7	12,2	5,9	7,0	12,9	25,1
• ENGIE SA	2,2	-	2,2	2,7	-	2,7	5,0
• Entités contrôlées	3,3	6,7	10,0	3,2	7,0	10,2	20,2
Services autres que la certification des comptes	0,8	1,4	2,3	0,8	0,9	1,8	4,0
• ENGIE SA	0,6	-	0,6	0,7	-	0,7	1,3
<i>Dont services requis par des textes légaux et réglementaires</i>	0,4	-	0,4	0,3	-	0,3	0,7
<i>Dont autres missions d'audit</i>	0,2	-	0,2	0,4	-	0,4	0,6
<i>Dont missions de revue de contrôle interne</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Dont services de due diligence</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Dont missions fiscales</i>	0,0	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0
• Entités contrôlées	0,2	1,4	1,7	0,1	0,9	1,0	2,7
<i>Dont services requis par des textes légaux et réglementaires</i>	-	0,5	0,5	0,1	0,3	0,3	0,9
<i>Dont autres missions d'audit</i>	0,1	0,1	0,2	0,0	0,2	0,2	0,4
<i>Dont missions de revue de contrôle interne</i>	0,0	0,0	0,1	-	-	-	0,1
<i>Dont services de due diligence</i>	0,1	0,2	0,3	-	0,0	0,0	0,3
<i>Dont missions fiscales</i>	0,0	0,6	0,6	0,0	0,5	0,5	1,0
TOTAL	6,4	8,1	14,5	6,8	7,9	14,7	29,2

NOTE 28 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités des secteurs reportables Reste de l'Europe et Autres ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit notamment de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, Epon Eemscentrale III BV, Epon Eemscentrale

IV BV, Epon Eemscentrale V BV, Epon Eemscentrale VI BV, Epon Eemscentrale VII BV, Epon Eemscentrale VIII BV, Epon International BV, Epon Power Engineering BV, ENGIE Portfolio Management BV, IPM Energy Services BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Corp Luxembourg SARL, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2019

A l'Assemblée générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2019, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1^{er} janvier 2019 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014 ou par le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés qui expose, notamment, le changement de méthode comptable relatif à l'application au 1^{er} janvier 2019 de la norme IFRS 16 « Contrats de location » ainsi que les impacts de la décision de mars 2019 de l'IFRIC liée au « règlement physique des contrats d'achat ou de vente d'un élément non-financier ».

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.823-9 et R.823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles

[notes 13, 14 et 15]

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2019, la valeur nette de l'actif immobilisé de votre Groupe relatif aux *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles s'élève à 77,7 milliards d'euros (après comptabilisation de pertes de valeur de 1,8 milliard d'euros), soit 48,6 % du total bilan. Cet actif immobilisé est notamment composé :

- de *goodwill* pour 18,7 milliards d'euros, principalement alloués aux Unités Génératrices de Trésorerie (« UGT ») Benelux (4,3 Md€), GRDF (4 Md€), France Renouvelables (1,2 Md€), Royaume-Uni (1,1 Md€), France BtoB (1 Md€), et France BtoC (1 Md€) ;
- d'immobilisations incorporelles pour 7 milliards d'euros ;
- d'immobilisations corporelles pour 52 milliards d'euros.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels votre Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable correspond, dans la plupart des cas, à la valeur d'utilité déterminée à partir :

- des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et par le Conseil d'Administration ; et
- au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie établie à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2023-2040 approuvé par le Comité Exécutif.

Ces valeurs recouvrables reposent sur des hypothèses clés relatives aux perspectives de marché et à l'évolution éventuelle du cadre réglementaire dont toute modification pourrait avoir une incidence significative sur le montant des pertes de valeur à comptabiliser. En ce qui concerne les principales UGT *goodwill*, les évaluations reposent en particulier sur les hypothèses suivantes :

- s'agissant de l'UGT Benelux, les performances opérationnelles, l'évolution à long terme de la demande d'électricité et de gaz, de prix du CO₂, de prix de l'électricité et des combustibles ainsi que l'évolution du cadre réglementaire relatif à la production nucléaire en Belgique au-delà de 2025 et aux conditions de prolongation des droits de tirage sur les centrales nucléaires en France au-delà de leur durée de vie actuelle ;
- s'agissant de l'UGT France Renouvelables, les perspectives et les conditions de renouvellement des concessions hydroélectriques en France.

Ces évaluations sont par ailleurs sensibles aux hypothèses macroéconomiques (taux d'inflation et taux d'actualisation) appliquées.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels une décision de cession est prise est déterminée quant à elle sur la base de leur valeur de marché diminuée des coûts de cession.

Nous avons considéré l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles comme un point clé de l'audit en raison de leur importance significative dans les comptes de votre Groupe et parce qu'elle nécessite l'utilisation d'hypothèses et d'estimations à apprécier dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie, dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

Notre réponse

Nous avons examiné la définition des UGT ainsi que l'allocation des *goodwill* aux différentes UGT.

Nous avons apprécié les dispositifs de votre Groupe visant à identifier les indices de pertes de valeur ainsi que les procédures d'approbation des estimations par la Direction.

Nous avons examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et contrôlé les calculs effectués par votre Groupe avec le support de nos experts en évaluation.

Nos travaux ont principalement porté sur :

- les hypothèses du scénario de référence à long terme de votre Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO₂, du charbon et du pétrole, inflation) dont nous avons apprécié la cohérence avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;
- les hypothèses opérationnelles et réglementaires retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie dont nous avons apprécié la cohérence au regard notamment des conditions d'exploitation des actifs et de leur performance intrinsèque ainsi que des réglementations applicables à date et de leurs évolutions prévues ;
- les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels pour lesquels nous avons apprécié :
 - la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence de votre Groupe,
 - la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ;
- les taux d'actualisation dont nous avons examiné les modalités de détermination et la cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, en ayant recours à l'utilisation de spécialistes internes ;
- les analyses de sensibilité de la Direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et réglementaires pour lesquelles nous avons apprécié la pertinence ;
- l'estimation du caractère hautement probable des cessions décidées par le Groupe et les éléments considérés pour en évaluer la valeur recouvrable ;
- le caractère approprié de l'information donnée dans les notes, notamment sur les analyses de sensibilités réalisées par votre Groupe.

Evaluation des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour le démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique

[notes 19 et 19.2]

Point clé de l'audit

Votre Groupe assume des obligations relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires exploitées en Belgique. En application de la Loi Belge du 11 avril 2003, la gestion des provisions correspondantes est confiée à Synatom, société du Groupe, qui soumet, tous les 3 ans à l'approbation de la Commission des provisions nucléaires (CPN), un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. La CPN s'appuie notamment sur l'avis émis par l'Organisme National des Déchets Radioactifs et des matières Fissiles enrichies (ONDRAF) qui revoie l'ensemble des caractéristiques et paramètres techniques de ce dossier.

Au 31 décembre 2019, les provisions pour la gestion du combustible nucléaire irradié et pour le démantèlement des centrales nucléaires sont estimées à partir du cadre légal et contractuel actuel et sur la base de l'avis rendu par la CPN le 12 décembre 2019.

Nous avons considéré l'évaluation de ces provisions comme un point clé de l'audit en raison de leurs montants et de leur sensibilité aux scénarios industriels retenus et aux estimations de coûts associées, tels que notamment :

- s'agissant des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les décisions qui seront finalement prises par le gouvernement Belge sur le scénario de gestion du combustible irradié (retraitement d'une partie du combustible irradié ou évacuation directe, sans retraitement préalable) et sur la solution de gestion des déchets à long terme (en dépôt géologique profond ou en entreposage de longue durée en surface) ;
- s'agissant des provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaires, l'approbation ou non par les autorités de sûreté nucléaire du plan de démantèlement retenu et de son calendrier.

Cette évaluation est également sensible aux hypothèses macroéconomiques (taux d'inflation et d'actualisation) appliquées.

Notre réponse

Nous avons examiné les conclusions, observations et recommandations formulées dans les avis de l'ONDRAF et de la CPN.

Nous avons contrôlé les bases sur lesquelles les provisions ont été évaluées et apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses techniques et aux scénarios industriels, notamment pour la gestion du combustible irradié, ainsi qu'aux hypothèses de coûts, d'échéancier des opérations et de taux d'actualisation appliqués aux flux de trésorerie.

Nos travaux ont principalement consisté à apprécier :

- la cohérence des scénarios industriels retenus au regard de l'environnement légal et réglementaire actuel et des choix de politique nucléaire restant à effectuer en Belgique ;
- la concordance des prévisions de coûts par nature et des échéanciers de décaissements avec les études et devis disponibles et, pour le démantèlement, avec une étude d'un bureau d'experts indépendants mandaté par Synatom ;
- le niveau des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié ;
- la concordance des volumes de combustible usé produits à date et des estimations de volumes de combustible usé restant à produire avec les données d'inventaires physiques et des données prévisionnelles du Groupe ;
- les modalités de détermination des taux d'actualisation retenus et leur cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes ;
- le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes consolidés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses clés.

Evaluation des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux

[notes 19, 19.4 et 25]

Point clé de l'audit

Votre Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges, procédures au titre de la concurrence, contentieux et enquêtes, avec des tiers ou des autorités judiciaires et/ou administratives y compris fiscales, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation.

Les principaux litiges pouvant avoir un impact significatif sur votre Groupe sont comptabilisés en tant que passifs ou constituant, selon les cas, des passifs éventuels décrits dans la note 25.

Nous avons considéré ce sujet comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et du niveau de jugement requis pour la détermination des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux dans des contextes réglementaires multiples et en constante évolution.

Notre réponse

Nos travaux ont principalement consisté à :

- examiner les procédures mises en œuvre par votre Groupe afin d'identifier et recenser l'ensemble des risques et litiges ;
- comparer ces analyses aux confirmations obtenues des avocats ;
- apprécier l'analyse de la probabilité d'occurrence des risques effectuée par votre Groupe ainsi que les hypothèses sur la base desquelles les provisions ont été estimées, au regard de la documentation correspondante et, le cas échéant, des consultations écrites des conseils externes de votre Groupe. Nous avons également eu recours à nos experts pour les analyses les plus complexes ;
- apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes de l'annexe aux comptes consolidés.

Estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz réalisées et non relevées (dit «énergie en compteur»)

[notes 7.1 et 7.2.1]

Point clé de l'audit

Votre Groupe procède à une estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteur en cours d'exercice comptable. En effet, les données de relève par compteur sont transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage avec la livraison ce qui conduit votre Groupe à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2019, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 3,3 milliards d'euros et concernent principalement la France et la Belgique.

Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par votre Groupe.

Les volumes ainsi estimés sont valorisés au

« prix moyen de l'énergie » qui tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur.

Compte tenu des montants en jeu et de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses de volumes et de prix moyens de l'énergie retenues, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé et non relevé à la date de clôture comme un point clé de l'audit.

Notre réponse

Les travaux que nous avons effectués en France et en Belgique ont principalement consisté à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ;
- évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste dans notre équipe d'audit.

Nous avons également :

- comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par le Groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ;
- examiné que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ;
- analysé la cohérence des volumes livrés avec le Bilan énergie, qui correspond à la réalité physique des opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) et de ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux, préparé par le Groupe ;
- apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ;
- apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au Groupe, données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra-financière prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce figure dans les informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article

L. 823-10 de ce Code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre Assemblée générale du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres et du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES.

Au 31 décembre 2019, nos cabinets étaient dans la douzième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la Direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement

détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le Commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la Direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles

sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

A Paris-La Défense, le 10 mars 2020

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Olivier Broissand Patrick E. Suissa

ERNST & YOUNG et Autres

Charles-Emmanuel Chosson Stéphane Pédron

6.4 Comptes sociaux

6.4.1	États financiers sociaux	347	NOTE 13	Résultat d'exploitation	371
6.4.2	Notes aux comptes sociaux	351	NOTE 14	Résultat financier	373
NOTE 1	Règles et méthodes comptables	351	NOTE 15	Résultat exceptionnel	373
NOTE 2	Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices	355	NOTE 16	Situation fiscale	374
NOTE 3	Immobilisations incorporelles et corporelles	356	NOTE 17	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)	375
NOTE 4	Immobilisations financières	357	NOTE 18	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel	383
NOTE 5	Stocks et en-cours	362	NOTE 19	Litiges	388
NOTE 6	Créances	362	NOTE 20	Éléments relatifs aux parties liées	389
NOTE 7	Valeurs mobilières de placement	363	NOTE 21	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif	390
NOTE 8	Comptes de régularisation et écarts de conversion Actif	363	NOTE 22	Événements postérieurs à la clôture	390
NOTE 9	Capitaux propres	364	6.4.3	Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils	390
NOTE 10	Provisions	365	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices	391
NOTE 11	Dettes financières	367			
NOTE 12	Comptes de régularisation et écarts de conversion passif	371			

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan

Actif

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019		31 déc. 2018	
		Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
ACTIF IMMOBILISÉ					
Immobilisations incorporelles	3	1 842	1 288	554	503
Immobilisations corporelles	3	1 018	637	381	384
Immobilisations financières	4				
Titres de participation		74 853	7 288	67 564	68 302
Autres immobilisations financières		139	64	75	79
TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ	I	77 851	9 277	68 574	69 268
ACTIF CIRCULANT					
Stocks et en-cours	5				
Gaz		550	-	550	1 005
Certificats d'Économie d'Énergie		47	5	42	45
Autres stocks et en-cours		311	-	311	161
Avances et acomptes versés sur commandes		45	-	45	26
Créances d'exploitation	6				
Créances clients et comptes rattachés		4 145	351	3 794	6 487
Autres créances		667	-	667	641
Créances diverses					
Comptes courants des filiales		7 753	-	7 753	5 216
Autres créances		2 638	1	2 638	2 697
Valeurs mobilières de placement	7	1 852	2	1 850	2 434
Disponibilités		288	-	288	382
TOTAL ACTIF CIRCULANT	II	18 297	359	17 938	19 094
COMPTES DE RÉGULARISATION	III	8	-	1 416	2 252
ÉCARTS DE CONVERSION - ACTIF	IV	8	-	310	339
TOTAL GÉNÉRAL	(I À IV)	97 874	9 636	88 237	90 953

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

Passif

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018
FONDS PROPRES			
CAPITAUX PROPRES	9		
Capital social		2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion		31 470	32 565
Écarts de réévaluation		39	41
Réserve légale		244	244
Autres réserves		17	256
Report à nouveau		-	289
Résultat net de l'exercice		(196)	1 102
Acompte sur dividende		-	(892)
Provisions réglementées et subventions d'investissement	10.2	585	576
TOTAL CAPITAUX PROPRES	I	34 594	36 616
AUTRES FONDS PROPRES	II	6	9
TOTAL FONDS PROPRES	I + II	34 600	36 625
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	III 10.1	2 472	2 424
DETTES	11		
DETTES FINANCIÈRES	11		
Emprunts		30 842	27 498
Dettes rattachées à des participations		6 800	5 250
Comptes courants des filiales		1 051	2 749
Autres		541	583
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	IV	39 234	36 080
PASSIF CIRCULANT			
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours		15	6
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		6 408	8 677
Dettes fiscales et sociales		1 206	1 225
Autres dettes		2 408	3 587
TOTAL PASSIF CIRCULANT	V	10 038	13 495
TOTAL DETTES	IV+V	49 272	49 575
COMPTES DE RÉGULARISATION	VI 12	1 463	1 926
ÉCARTS DE CONVERSION - PASSIF	VII 12	431	403
TOTAL GÉNÉRAL	(I À VI)	88 237	90 953

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

Compte de résultat

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Ventes d'énergie		14 233	25 017
Autre production vendue		3 048	2 816
CHIFFRE D'AFFAIRES	13.1	17 282	27 833
Variation de la production stockée		-	-
Production immobilisée		18	13
PRODUCTION		17 300	27 846
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz		(6 094)	(17 712)
Autres achats		(4 454)	(3 762)
Autres charges externes		(6 652)	(6 464)
VALEUR AJOUTÉE		100	(92)
Subventions reçues		62	70
Impôts et taxes		(104)	(131)
Charges de personnel	13.2	(470)	(651)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		(412)	(804)
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(230)	(203)
Dotations nettes aux provisions	13.3	(91)	97
Transfert de charges		30	39
Autres charges		(227)	(188)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		(931)	(1 058)
RÉSULTAT FINANCIER	14	1 192	3 718
RÉSULTAT COURANT		262	2 660
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	15	(835)	(2 107)
IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS	16.2	377	549
RÉSULTAT NET		(196)	1 102

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

Tableau des flux de trésorerie

<i>En millions d'euros</i>		31 déc. 2019	31 déc. 2018
Capacité d'autofinancement de l'exercice	1	1 160	3 152
Variation des stocks		(308)	340
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		(2 604)	2 046
Variation des dettes fournisseurs		2 344	(1 784)
Variation des autres postes		502	(918)
Variation du besoin en fonds de roulement	2	(66)	(317)
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	(1-2) = I	1 226	3 468
Immobilisations incorporelles et corporelles		279	260
Immobilisations financières		379	4 544
Variation des dettes d'investissement		-	-
Investissements	1	658	4 804
Contributions de tiers		8	7
Produits des cessions d'éléments d'actif		234	465
Réduction des immobilisations financières		18	114
Ressources	2	260	587
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	(1-2) = II	398	4 217
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	(I-II) = III	828	(749)
Augmentation et diminution de capital	1	-	(15)
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	2	(1 834)	(1 740)
Emprunts obligataires		5 294	2 329
Emprunts Groupe		2 300	850
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		345	191
Appel au marché financier	3	7 939	3 370
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(3 254)	(2 729)
Remboursements	4	(3 254)	(2 729)
FINANCEMENT	(1+2+3+4) = IV	2 851	(1 114)
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	(III+IV) = V	3 679	(1 862)

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

6.4.2 Notes aux comptes sociaux

NOTE 1 Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2019 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan Comptable Général (PCG), issu des règlements ANC n° 2014-03 mis à jour de l'ensemble du règlement l'ayant modifié par la suite.

Les opérations financières relatives aux participations, aux titres et aux créances rattachées à des participations, notamment les dotations ou reprises de dépréciation, sont inscrites en résultat exceptionnel et non en résultat financier. ENGIE SA considère en application de l'article 121-3 du PCG que cette classification qui déroge au Plan Comptable Général donne une image plus fidèle du compte de résultat car elle permet de regrouper avec les plus ou moins-values de cession, dans les éléments exceptionnels, tous les éléments de résultat afférents aux participations.

Utilisation d'estimations et du jugement

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et de la volatilité importante des marchés a été prise en considération par ENGIE SA dans les estimations comme les business plans et les différents taux d'actualisation utilisés notamment pour les tests de perte de valeur. Cet environnement a conduit ENGIE SA à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans ses évaluations.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, ENGIE SA révisé ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par ENGIE SA pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation des titres de participation

Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des titres de participation. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur à comptabiliser ;

- la valorisation des instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, ENGIE SA doit utiliser des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

Conformément aux principes réaffirmés par le règlement ANC n° 2015-05, les instruments financiers dérivés utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

Les variations de valeur de ces contrats dérivés ne remplissant pas les critères de couverture sont comptabilisées au bilan. Les pertes latentes font l'objet d'une provision ; et celle-ci est évaluée sur la base d'ensembles homogènes ayant un sous-jacent équivalent ; que ces instruments soient négociés de gré à gré ou sur un marché organisé.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon

symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

Les primes d'option sont étalées en résultat sur la durée de la couverture. Le déport/report des opérations de change à terme est comptabilisé en résultat dans la valeur d'entrée de l'élément couvert ;

- l'énergie en compteur

Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés et non facturés, sont déterminées sur la base de modèles mathématiques intégrant la consommation estimée des clients et une estimation des prix de vente. Le montant ainsi déterminé de l'énergie en compteur à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix retenues (cf. paragraphe *Créances d'exploitation* ci-après) ;

- l'évaluation des provisions pour risques et charges

L'évaluation des provisions pour risques et charges repose sur des hypothèses dont la modification pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;

- l'évaluation des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel hors bilan

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Toute modification dans les hypothèses retenues par ENGIE SA pourrait avoir un impact significatif sur l'évaluation des engagements.

Immobilisations incorporelles

Ce poste comprend pour l'essentiel les valeurs d'achat ou de production des logiciels, amorties sur leur durée d'utilité.

La durée d'utilité des logiciels retenue pour le calcul de l'amortissement est généralement comprise entre cinq et sept ans.

Les autres frais de développement sont immobilisés s'ils satisfont des conditions précises, notamment la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs.

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût réel d'achat ou de production, y compris les frais accessoires, à l'exception de celles acquises antérieurement au 31 décembre 1976 qui figurent pour leur valeur réévaluée à cette date.

L'essentiel des immobilisations corporelles est amorti selon le mode linéaire.

Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- Constructions : de 20 à 60 ans ;
- Autres immobilisations : de 3 à 15 ans.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif sont comptabilisés en charges et étalés sur la période de financement.

Composants

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, l'actif est comptabilisé globalement. Si, dès l'origine, un ou plusieurs éléments ont chacun des durées d'utilité différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

Immobilisations financières

Titres de participation

Ils représentent des investissements durables qui permettent d'assurer le contrôle de la société émettrice, ou d'y exercer une influence notable ou qui permettent d'établir avec la société émettrice des relations d'affaires.

Les nouveaux titres acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés.

En ce qui concerne les titres pour lesquels ENGIE SA s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable à sa valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée notamment par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, ou à la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (DCF et DDM) et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.

En ce qui concerne les titres pour lesquels une décision de cession a été prise, la valeur comptable des titres concernés est ramenée à leur valeur de cession estimée si celle-ci est inférieure. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite.

Mali technique

En application du règlement n° 2015-06 de l'ANC – article 9, le mali technique de fusion est rattaché comptablement à ses actifs sous-jacents, en l'occurrence des titres de participation.

Chaque quote-part du mali affectée à un actif sous-jacent subit une dépréciation lorsque la valeur actuelle de cet actif devient inférieure à sa valeur nette comptable, majorée de la quote-part de mali qui lui est affectée. La dépréciation est imputée en priorité sur la quote-part du mali technique.

La cession des actifs sous-jacents entraîne la reprise par le compte de résultat de la quote-part du mali attachée aux actifs cédés.

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts octroyés à des entreprises dans lesquelles ENGIE SA détient une participation.

Les créances rattachées sont comptabilisées à leur valeur nominale. En liaison avec l'évaluation des titres de participation, une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur d'utilité de ces créances devient inférieure à leur valeur nominale.

Des provisions pour risques peuvent être constituées si la Société estime son engagement supérieur aux actifs détenus.

Autres immobilisations financières

Figurent essentiellement dans ce compte, les titres autres que les participations, qu'ENGIE SA a l'intention de conserver durablement, mais qui ne correspondent pas aux critères définis pour les titres de participation.

Une dépréciation est éventuellement constituée selon les critères décrits ci-dessus pour les titres de participation.

Contrat de liquidité et actions propres

Un contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement, délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles.

Les sommes versées à ce prestataire sont inscrites en «autres titres immobilisés». Les actions sont dépréciées lorsque le cours moyen du mois de clôture est inférieur à leur valeur comptable.

Stocks

Gaz naturel

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains est porté en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat intégrant le coût de transport à l'étranger et en France jusqu'en entrée des stockages, y compris le coût de regazéification du gaz naturel liquéfié, toutes origines confondues. Les sorties sont valorisées mensuellement selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré (CMUP).

Une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

Certificats d'Économie d'Énergie (CEE)

ENGIE SA applique les dispositions du règlement ANC n° 2014-03 – Plan Comptable Général, articles 616-1 à 616-18 relatifs au traitement comptable des certificats d'économie d'énergie relevant du modèle «économies d'énergie».

Les ventes d'énergie génèrent une obligation d'économie d'énergie laquelle est éteinte par :

- l'achat des certificats ; ou
- la réalisation de dépenses d'économies d'énergie ayant la nature de charges du cycle de production permettant l'obtention des certificats ; ou
- le versement au Trésor Public de pénalités prévues à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie.

Les Certificats d'Économie d'Énergie sont comptabilisés comme suit :

- entrées en stocks : les certificats sont enregistrés à leur coût d'acquisition ou de production s'agissant des certificats obtenus de l'État français en contrepartie de la réalisation de dépenses d'économie d'énergie. Les certificats acquis à leur coût d'acquisition sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré ;
- sorties de stocks : les sorties de certificats, évaluées selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré, sont réalisées au fur et à mesure des ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie ou le cas échéant, lors de cessions (les résultats de cessions relevant du résultat d'exploitation).

À la clôture, les comptes présentent une position nette :

- un actif (stocks) est comptabilisé si les obligations d'économies d'énergie sont inférieures à la réalisation d'économie d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économie d'énergie. Il sera consommé ultérieurement par la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie ou par des cessions ;
- un passif est comptabilisé si les obligations d'économie d'énergie sont supérieures à la réalisation d'économie d'énergie et représente le coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il sera éteint ultérieurement par l'achat de certificats ou par la réalisation de dépenses d'économie d'énergie permettant l'obtention de certificats.

Mécanisme de rémunération de capacités (CRM)

Le mécanisme de capacité introduit par la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) du 7 décembre 2010 est effectif depuis le 1^{er} janvier 2017. Il vise à garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, en assurant sur le long terme l'équilibre entre production et consommation.

Pour chaque année civile :

- les fournisseurs d'électricité sont obligés de détenir des garanties de capacité à hauteur de la consommation à la pointe de leur portefeuille de clients ;
- les exploitants de capacité, de production et d'effacement s'engagent sur un certain niveau de disponibilité lors des pointes hivernales et perçoivent en contrepartie des garanties de capacité ;
- les transactions relatives aux garanties de capacité s'exercent sur le marché des garanties de capacité géré par Epex Spot (enchères) ou dans le cadre de contrats de gré à gré.

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a établi un Prix de Référence de Marché (PRM) des enchères de Garanties de Capacité pour l'année 2020 à 19 458,3 €/MW.

ENGIE SA commercialise auprès d'une partie de sa clientèle des offres d'effacement indissociables de l'offre de fournitures d'électricité et est par ailleurs un obligé en tant que fournisseur d'électricité.

En l'absence de règlement spécifique de l'ANC, ENGIE SA applique aux garanties de capacité les dispositions du règlement ANC n° 2014-03 relatives aux stocks d'exploitation de certificats d'économie d'énergie – modèle économie d'énergie :

- les entrées en stock sont valorisées selon les coûts exposés au titre de la période considérée pour l'acquisition ou l'obtention de garanties, conduisant à la détermination d'un CMUP du stock ;
- au moment de leur restitution, les sorties de stock de garanties sont valorisées au coût moyen pondéré.

Créances d'exploitation

Les comptes clients regroupent toutes les créances liées à la vente des biens et les créances rattachées au cycle d'exploitation.

Énergie livrée non facturée

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non. Cela concerne les clients non facturés mensuellement (clientèle domestique principalement) ainsi que ceux dont la période de facturation ne correspond pas à la période de consommation du mois.

Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés, et non facturés dits «énergie en compteur» sont déterminées sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Elles sont valorisées au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteur. L'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

Les clients, principalement la clientèle domestique, peuvent, par ailleurs, opter pour la mensualisation de leur règlement. Dans ce cas, une avance mensuelle est encaissée par l'entreprise, et une facture est émise à la date anniversaire du contrat donnant lieu, à cette date, au règlement (ou remboursement) de la différence entre le montant facturé et les avances déjà perçues.

Les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, sont nettes des montants correspondants déjà encaissés par l'entreprise au titre des avances des clients mensualisés.

Dépréciation des créances clients

Le risque d'impayés est apprécié individuellement pour les clients les plus importants.

Les créances des autres clients font l'objet d'une dépréciation forfaitaire progressive en prenant en compte l'ancienneté des créances.

Le risque potentiel de non-recouvrement des créances relatives au gaz livré non facturé est également pris en compte.

Créances diverses

Les créances diverses regroupent notamment le compte courant avec ENGIE Finance, ainsi que les appels de marge. Celles qui présentent un risque de non-recouvrement font l'objet d'une dépréciation.

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont comptabilisées pour leur prix d'acquisition.

Lorsque la valeur de marché des titres au 31 décembre est inférieure à leur valeur comptable, une dépréciation est constituée pour la différence.

Dans le cas de titres cotés, cette valeur de marché est déterminée sur la base du cours de clôture.

Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis en euros et en devises par la Société sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des experts-comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en dettes financières, leur remboursement n'étant pas perpétuel.

Capitaux propres

Prime d'émission

Les frais externes directement attribuables aux augmentations de capital sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission. Les autres frais sont portés en charges de l'exercice.

Prime de fusion

Les frais externes directement attribuables à la fusion intervenue en 2008 entre Gaz de France et SUEZ ont été comptabilisés en diminution de la prime de fusion.

Écarts de réévaluation

Cette rubrique résulte de la réévaluation légale de 1959, ainsi que de celle de 1976 pour les biens non amortissables hors concession.

Provisions réglementées

Amortissements dérogatoires

Un amortissement dérogatoire est constaté chaque fois que les durées d'utilité (retenues en comptabilité pour l'amortissement des immobilisations corporelles) sont différentes des durées d'usage (admises fiscalement) ou que le mode d'amortissement est différent.

Provision pour hausse de prix

La provision pour hausse de prix a été instituée par l'article 39-1-5 du CGI afin de permettre aux entreprises de déduire temporairement des bases de l'impôt une fraction des bénéfices investis dans la reconstitution des stocks en cas de hausse des prix importante.

Provisions pour risques et charges

Une provision est constituée lorsque l'entreprise a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques futurs dont le montant peut être estimé de façon fiable.

Le montant comptabilisé en provisions représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture.

Provisions pour remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz

Une provision pour dépollution des anciennes usines à gaz et de remise en état des sites est constituée dès l'existence d'un engagement vis-à-vis d'un tiers (conclusion d'une offre engageante de cession du bien). Les provisions sont évaluées actif par actif et reflètent la meilleure estimation des coûts à terme en fonction des informations actuelles relatives à l'état des connaissances techniques et exigences réglementaires.

Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat d'exploitation.

Provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

La provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre *in fine* la moins-value de cession égale à la valeur comptable des titres d'autocontrôle attribués gratuitement aux salariés. Les dotations, reprises et charges relatives aux attributions gratuites d'actions aux salariés figurent dans les charges de personnel.

Dans le cadre des plans d'options d'achat d'actions, une provision est constituée dès lors qu'à la clôture de l'exercice, le cours de l'action est supérieur au prix d'exercice des options d'achat accordées. Elle est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre *in fine* la moins-value de cession égale à la valeur d'achat des titres, déduction faite du prix d'exercice acquitté par les salariés.

Prestations de retraite et autres engagements envers le personnel

Régime spécial des Industries Électriques et Gazières

ENGIE SA relève principalement du régime spécial Invalidité, Vieillesse et Décès des Industries Électriques et Gazières présenté en Note 18.

Méthode de comptabilisation

ENGIE SA inscrit à son passif sous forme de provisions les engagements accordés au personnel correspondant à des droits déjà ouverts (rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité) ou à des prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière).

Dans le cadre de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France intervenue en 2008 avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2008, les provisions pour engagements de retraite et autres avantages (retraite, indemnités de départ et régime de prévoyance) comptabilisées par SUEZ au 31 décembre 2007 ont été apportées à ENGIE SA.

Conformément à l'avis du Comité d'Urgence du Conseil National de la Comptabilité (CNC) n° 2005-C et en application de la méthode retenue par ENGIE SA telle que décrite ci-avant, ces provisions ne font plus l'objet de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ou de la désactualisation des provisions transférées dans le cadre de la fusion. Elles sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements.

Les autres engagements ne sont pas provisionnés au passif du bilan, ils sont mentionnés en engagements hors bilan (cf. Note 17).

Méthode d'évaluation et hypothèses actuarielles

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des «unités de crédit projetées». La valeur actualisée des obligations d'ENGIE SA est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité et de rotation du personnel.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués.

Primes de remboursement des emprunts obligataires et frais d'émission

Conformément à la méthode préférentielle recommandée par le CNC, les frais d'émission des emprunts sont étalés linéairement sur la durée de vie des contrats concernés. Ces frais d'émission comprennent principalement les frais de publicité (pour les emprunts nécessitant un appel public à l'épargne) et les commissions dues aux intermédiaires financiers.

Les emprunts obligataires dont le remboursement est assorti de primes sont comptabilisés au passif du bilan pour leur valeur totale, primes de remboursement incluses. En contrepartie, ces dernières sont inscrites à l'actif en «comptes de régularisation» et sont amorties sur la durée de l'emprunt au prorata des intérêts courus.

Instruments financiers dérivés

Conformément aux principes réaffirmés par le règlement ANC n° 2015-05 applicable de manière obligatoire depuis le 1^{er} janvier 2017, les instruments financiers utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

Les gains latents des opérations ne remplissant pas les critères de couverture n'interviennent pas dans la formation du résultat ; les pertes latentes de ces opérations font en revanche l'objet d'une provision.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

Opérations en devises

Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contre-valeur en euros à la date de l'opération.

Les dettes, créances et disponibilités libellées en devises sont converties au cours de la devise au 31 décembre.

Les différences de conversion constatées sont portées au compte de résultat pour les disponibilités, et inscrites au bilan en «écart de conversion» pour les dettes et créances. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, après prise en compte des éventuels instruments de couverture attachés à ces dettes et créances.

Impôt sur les bénéfices

ENGIE SA est depuis le 1^{er} janvier 1988 sous le régime d'intégration fiscale institué par l'article 68 de la loi n° 87-1060 du 30 décembre 1987. Elle est société tête de Groupe au sens des dispositions des articles 223 A et suivants du CGI.

Les filiales du périmètre d'intégration fiscale contribuent à la charge d'impôt du Groupe à hauteur du montant d'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration.

Les effets du régime d'intégration fiscale sont comptabilisés sur la charge d'impôt d'ENGIE SA, en tant que société mère.

Parallèlement aux modalités de répartition de l'impôt sur les sociétés, ENGIE SA constitue une provision relative aux économies d'impôt générées par les déficits remontant des filiales. Ces économies bénéficient dans un premier temps à ENGIE SA en tant que société mère et sont restituées aux filiales lors de leur retour aux bénéfices, d'où la constitution d'une provision.

L'article 66 de la loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012 a instauré un Crédit d'Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi (CICE). Il est comptabilisé en réduction de la charge d'impôt au crédit du compte d'impôt sur les bénéfices.

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices

Faits significatifs de l'exercice

En 2019, la révision triennale des provisions pour le démantèlement et la gestion des matières fissiles irradiées des centrales nucléaires en Belgique ainsi que la mise à jour des perspectives macroéconomiques ont impacté fortement à la baisse la valeur des titres Electrabel, entraînant la comptabilisation d'une dépréciation de 1 581 millions d'euros.

Comparabilité des exercices

L'exercice 2019 est comparable à l'exercice 2018.

NOTE 3 Immobilisations incorporelles et corporelles

3.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2019
Incorporelles	1 660	223	(46)	5	1 842
Applications informatiques	1 089	-	(46)	233	1 276
Autres	362	-	-	-	362
En-cours ⁽¹⁾	209	223	-	(228)	204
Corporelles	1 007	56	(40)	(5)	1 018
Terrains	32	1	(3)	-	30
Actif de démantèlement	5	-	(2)	-	3
Constructions	486	1	(20)	6	473
Installations techniques	265	1	(14)	14	266
Inst. Génér., agencements et aménagements divers	111	-	(1)	13	123
Autres	28	-	-	-	28
En-cours	80	53	-	(38)	95
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	2 667	279	(86)	-	2 860

(1) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques.

3.2 Amortissements et dépréciations

Les amortissements ont évolué de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2019
Incorporelles	975	159	(10)	1 125
Applications informatiques	818	139	(10)	947
Autres	158	20	-	178
Corporelles	597	39	(24)	613
Terrains	-	-	-	-
Actif de démantèlement	5	-	(2)	3
Constructions	376	10	(16)	370
Installations techniques	124	18	(6)	136
Inst. Génér., agencements et aménagements divers	67	10	-	77
Autres	26	1	-	27
En-cours	-	-	-	-
TOTAL	1 573	198	(34)	1 738

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2019
Immobilisations incorporelles	181	-	(18)	163
Immobilisations corporelles	25	19	(21)	24
TOTAL	207	19	(39)	187

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2018
Dotations aux amortissements d'exploitation	180	172
Dotation aux amortissements linéaires	178	169
Dotation aux amortissements dégressifs	2	2
Dotation aux amortissements des actifs de démantèlement	-	1
Dotations aux amortissements exceptionnels	18	18
Reprises sur amortissements et dépréciations	-	-

3.3 Valeurs nettes

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles et corporelles s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes	Amortissements cumulés	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2019	Valeurs nettes au 31 déc. 2018
Incorporelles	1 842	(1 125)	(163)	554	503
Applications informatiques	1 276	(947)	(4)	325	266
Autres	362	(178)	(158)	26	28
En-cours	204	-	(1)	203	209
Corporelles	1 018	(613)	(24)	381	384
Terrains	30	-	(1)	29	29
Actif de démantèlement	3	(3)	-	-	-
Constructions	473	(370)	(11)	92	88
Installations techniques	266	(136)	-	130	141
Inst. Génér., agencements et aménagements divers	123	(77)	(12)	34	43
Autres	28	(27)	-	1	3
En-cours	95	-	-	95	80
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	2 860	(1 738)	(187)	935	887

NOTE 4 Immobilisations financières

4.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2019
Titres de participation	74 667	190	(4)	-	74 853
Titres de participation consolidés	74 040	175	-	-	74 215
Titres de participation consolidés – Malis techniques ⁽¹⁾	285	-	-	-	285
Titres de participation non consolidés	342	15	(4)	-	353
Autres immobilisations financières	598	246	(705)	-	139
Autres titres immobilisés	42	-	-	-	42
Créances rattachées à des participations	511	4	(458)	-	57
Prêts	14	51	(52)	-	13
Autres immobilisations financières	31	191	(195)	-	27
TOTAL	75 265	436	(709)	-	74 992

(1) Malis techniques issues de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel.

Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en Note 9.1.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en Note 4.4.

La variation des créances rattachées s'explique par le dénouement du litige argentin et la comptabilisation en pertes des créances d'ENGIE SA vis-à-vis de ses filiales argentines pour 458 millions d'euros.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2019 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE New Business pour 77 millions d'euros ;
- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE Information & Technologies pour 50 millions d'euros ;

- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE China Investment Company pour 28 millions d'euros.

- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE New Ventures pour 20 millions d'euros.

Au 31 décembre 2019, le poste «Autres immobilisations financières» est composé de :

- dépôts versés pour 17 millions d'euros ;
- titres détenus dans le cadre de contrats de liquidités pour 10 millions d'euros.

4.2 Dépréciations

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2019
Titres de participation consolidés	5 846	1 638	(609)	-	6 875
Titres de participation consolidés – Malis techniques ⁽¹⁾	284	-	(105)	-	179
Titres de participation non consolidés	235	1	(1)	-	235
Autres titres immobilisés	8	-	-	-	8
Créances rattachées à des participations	510	4	(458)	-	56
Prêts	1	-	(1)	-	-
TOTAL	6 884	1 643	(1 174)	-	7 353

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel.

La variation des dépréciations s'explique principalement par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation :
 - Electrabel pour 1 581 millions d'euros,
 - ENGIE Information & Technologies pour 50 millions d'euros,
 - ENGIE China Investment Company pour 6 millions d'euros ;
- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
 - COGAC pour 450 millions d'euros,
 - SUEZ pour 245 millions d'euros,
 - ENGIE New Ventures pour 13 millions d'euros,
 - GENFINA pour 6 millions d'euros.

La valeur d'utilité des titres de participations retenue pour la détermination des dépréciations est déterminée par référence :

- à la valeur intrinsèque pour les sociétés de financement. Elle correspond à l'actif net réévalué des plus-values latentes ;
- à la valeur de rendement pour les sociétés cotées en bourse, notamment SUEZ. Elle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice ;
- à la valeur d'utilité pour les autres filiales opérationnelles. Elle correspond au flux de trésorerie/dividendes (DCF/DDM) attendus pour les filiales portant directement ou indirectement des activités opérationnelles.

Les trajectoires supportant ces valeurs proviennent du budget 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2023-2040. Ces projections constituant le scénario de référence Groupe ont été approuvées en décembre 2019. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide («prix forward») concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO₂ et le prix de l'électricité sur les différents marchés ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés

à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO₂ correspondent aux trajectoires présentées dans le rapport «Canfin, Grandjean et Mestrallet» publié en juillet 2016, et aux objectifs de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le «pacte vert pour l'Europe» présenté en décembre 2019. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO₂, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

En particulier, les hypothèses les plus structurantes pour la détermination de la valeur d'utilité d'Electrabel, dont la valeur comptable représente près de la moitié du portefeuille titres d'ENGIE SA, concernent l'évolution :

- du cadre réglementaire de ses activités dans chacun des pays d'implantation et notamment du cadre réglementaire belge portant sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes ainsi que sur le niveau des redevances et contributions nucléaires payées à l'État belge ;
- de la demande de gaz et d'électricité ;
- des prix de l'électricité ;
- des taux de change ;
- et des taux d'actualisation.

Electrabel porte directement ou via des participations en Europe et à l'international les activités opérationnelles principales suivantes :

- activités de production et de vente d'électricité :
 - à partir du parc de centrales nucléaires en Belgique,
 - à partir de capacités thermiques principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Grèce, Espagne, Portugal, Australie, Singapour, Brésil, Porto Rico, Chili, Mexique, Pérou, Moyen-Orient,
 - à partir de capacités de production renouvelables principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Allemagne, Royaume-Uni, Brésil, Chili, Mexique ;
- activités de commercialisation de gaz naturel et d'électricité en Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Australie, Singapour ;
- activités de gestion et d'optimisation de portefeuilles d'actifs physiques et contractuels.

4.3 Valeurs nettes

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2019	Valeurs nettes au 31 déc. 2018
Titres de participation	74 853	(7 289)	67 564	68 302
Titres de participation consolidés	74 215	(6 875)	67 340	68 193
Titres de participation consolidés – Malis techniques ⁽¹⁾	285	(179)	106	2
Titres de participation non consolidés	353	(235)	118	107
Autres immobilisations financières	139	(64)	75	79
Autres titres immobilisés	42	(8)	34	34
Créances rattachées à des participations	57	(56)	1	1
Prêts	13	-	13	13
Autres immobilisations financières	27	-	27	31
TOTAL	74 992	(7 353)	67 639	68 381

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel.

4.4 Filiales et participations

Certaines données du tableau sont non auditées.

<i>En millions d'euros</i>	Capital social au dernier bilan connu	Autres capitaux propres au dernier bilan connu hors capital social	% du capital détenu au 31 déc. 2019
Raison sociale			
A – Renseignements détaillés concernant les participations dont la valeur brute excède 1% du capital d'ENGIE SA soit 24 352 850 euros			
1. Filiales (quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%)			
Aguas Provinciales de Santa Fe (Données en monnaie locale d'opération)	1	(132)	64,19%
Celizan	-	-	100,00%
COGAC	1 287	(406)	100,00%
Ecometering	22	(16)	99,00%
Electrabel	4 640	12 911	99,13%
Electrabel France	532	(175)	100,00%
ENGIE Alliance	100	(49)	64,00%
ENGIE China Investment Company	43	(7)	100,00%
ENGIE Énergie Services	699	239	100,00%
ENGIE Energy Services International	1 571	321	100,00%
ENGIE Finance	5 460	200	100,00%
ENGIE Information & Technologies	5	(47)	100,00%
ENGIE Management Company	63	(84)	100,00%
ENGIE New Business	167	(3)	100,00%
ENGIE New Ventures	69	8	100,00%
ENGIE Rassembleurs d'Énergies	50	(13)	100,00%
GDF International	3 972	666	100,00%
GENFINA	392	173	100,00%
GRDF	1 801	1 779	100,00%
GRTgaz	620	3 644	74,78%
SFIG	55	9	100,00%
Sopranor	-	4	100,00%
Storengy SAS	2 733	15	100,00%
50Five	-	6	100,00%
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)			
Aguas Argentinas	26	(543)	48,20%
SUEZ (anciennement SUEZ Environnement)	2 485	5 937	32,06%
B – Renseignements concernant les autres filiales ou participations			
1. Filiales non reprises au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
2. Participations non reprises au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
TOTAL			

Valeur comptable des titres détenus au 31 déc. 2019		Montant des prêts et avances consentis par ENGIE SA	Montant des cautions et avals fournis par ENGIE SA	Chiffre d'affaires du dernier exercice connu	Bénéfice net ou perte du dernier exercice connu	Dividendes encaissés par ENGIE SA au cours de l'exercice	Date de clôture du dernier exercice connu (comptes provisoires non certifiés)
Brut	Provisions						
39	(39)	-	-	-	65	-	12/2018
31	(31)	-	-	-	-	-	12/2019
2 434	(822)	-	-	-	66	-	12/2019
38	(34)	-	-	8	-	-	12/2019
34 148	(4 138)	-	-	11 077	(417)	-	12/2018
1 641	-	-	-	-	(65)	-	12/2019
62	-	-	1 000	-	(49)	-	12/2019
123	(87)	-	-	-	(7)	-	12/2019
2 933	-	-	-	2 394	(13)	524	12/2019
3 908	-	-	-	2	(12)	-	12/2019
5 567	-	7 295	-	-	103	181	12/2019
128	(128)	-	-	377	(45)	-	12/2019
115	(115)	-	-	172	(6)	-	12/2019
167	-	-	-	-	(3)	-	12/2019
92	-	-	-	-	1	-	12/2019
50	(7)	-	-	-	(2)	-	12/2019
3 972	-	-	-	-	294	39	12/2019
2 627	(1 326)	-	-	-	4	-	12/2019
8 405	-	-	-	3 486	306	589	12/2019
2 240	-	-	1	1 886	334	327	12/2019
58	-	-	-	2	13	-	12/2019
245	(240)	-	-	-	-	-	12/2019
2 733	-	-	-	62	22	-	12/2019
26	-	-	-	8	(7)	-	12/2018
145	(145)	-	-	-	(182)	-	12/2018
2 820	(148)	-	-	83	387	130	12/2018
57	(20)	-	-	-	-	1	
9	-	-	-	-	-	-	
21	(8)	-	-	-	-	49	
23	-	-	-	-	-	-	
48	(8)	-	-	-	-	2	
-	-	-	-	-	-	-	
74 905	(7 296)					1 842	

NOTE 5 Stocks et en-cours

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2019
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	1 005	1 017	(1 473)	550
Certificats d'Économie d'Énergie	50	372	(375)	47
Garanties de capacités électricité	161	154	(4)	311
TOTAL	1 215	1 543	(1 851)	908

5.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2019 est en diminution de 455 millions d'euros par rapport à fin décembre 2018.

Effets prix et volumes s'ajoutent pour entraîner la baisse de la valeur du stock de gaz naturel, principalement sur les stockages souterrains français.

5.2 Certificats d'économie d'énergie

Le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 (modifiant l'article R. 221-1 du code de l'énergie) prolonge la quatrième période d'une année et modifie le volume de TWh cumac exigible sur la nouvelle période.

De ce fait, l'objectif national d'économie d'énergie pour cette quatrième période, du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2021, est désormais fixé à 2 133 TWh sur 4 ans pour l'ensemble des vendeurs, dont 533 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, ce dernier objectif ayant été instauré par l'article 30 de la Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV).

En application du décret n° 2017-690 du 2 mai 2017, l'obligation annuelle d'ENGIE SA pour l'obligation Certificats d'Économie d'Énergie

(CEE) «classique» est déterminée en appliquant à ses ventes les coefficients suivants : 0,278 kWh cumac*/kWh vendu pour le gaz naturel, et 0,463 pour l'électricité (*cumac : unités cumulées et annualisées sur la durée de vie de l'équipement).

Pour l'obligation CEE «précarité énergétique» (533 TWhc), le coefficient de proportionnalité permettant de calculer l'obligation CEE à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique supplémentaire à l'obligation CEE «classique» est fixé à 0,333.

De plus, dans le cadre de sa mission, le Pôle National des Certificats d'Économies d'Énergie (PNCEE) a décidé de retirer la délivrance de 1 TWh de CEE. ENGIE SA conteste cette décision mais a constaté en 2018 une dépréciation de ces CEE de 4,5 millions d'euros.

NOTE 6 Créances

6.1 Échéancier des créances

En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2019	Degré de liquidité		
		À fin 2020	De 2021 à 2024	2025 et au-delà
Actif immobilisé	139	5	2	132
Créances rattachées à des participations	56	4	-	53
Prêts	13	1	2	10
Contrats de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	69	-	-	69
Actif circulant	15 249	15 027	107	115
Créances clients et comptes rattachés ⁽¹⁾	4 145	4 113	32	-
Comptes courants des filiales	7 753	7 753	-	-
Autres créances d'exploitation	667	667	-	-
Autres créances	2 638	2 448	75	115
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	45	45	-	-
TOTAL	15 388	15 031	109	247

(1) Les ventes d'énergie en compteur nettes des avances reçues des clients mensualisés s'élèvent à 664 millions d'euros TTC au 31 décembre 2019 contre 592 millions d'euros TTC au 31 décembre 2018.

6.2 Dépréciations des créances

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2019
Créances rattachées à des participations	510	4	(458)	-	56
Prêts	1	-	(1)	-	-
Créances clients et comptes rattachés	286	239	(174)	-	351
Autres créances diverses	15	-	(14)	-	1
TOTAL	813	243	(647)	-	409

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2019	Valeurs nettes au 31 déc. 2018
Titres autocontrôle destinés aux attributions gratuites d'actions	303	(2)	301	440
OPCVM	1 047	-	1 047	1 522
Dépôts à terme	502	-	502	473
TOTAL	1 852	(2)	1 850	2 434

La valeur brute des titres d'autocontrôle au 31 décembre 2019 est de 303 millions d'euros et fait l'objet d'une dépréciation de 2 millions d'euros, soit une valeur nette comptable de 301 millions d'euros. La valeur nominale des actions autodétenues est de 22 millions d'euros.

Le stock de titres d'autocontrôle se décompose en deux catégories :

- les actions non encore affectées à un plan futur (27 millions d'euros). Le cours moyen des vingt dernières cotations de l'exercice de ces actions étant inférieur au cours d'acquisition, ces actions font l'objet d'une dépréciation pour 2 millions d'euros ;

- les actions affectées à un plan (275 millions d'euros). Ces actions sont valorisées au cours du jour de la décision d'attribution, par le Conseil d'Administration, du plan auquel elles sont affectées. Ces actions sont conservées jusqu'à leur livraison à leur valeur nette comptable et font l'objet d'une provision constatée au passif (cf. Note 10.1.2).

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion Actif

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2019
Primes de remboursement des emprunts	143	51	(31)	163
Frais d'émission d'emprunts à étaler	48	14	(13)	49
Contrats optionnels	227	2	-	229
Instruments financiers	1 834	133	(993)	974
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	2 252	200	(1 037)	1 415
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF	339	68	(97)	310

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes et frais d'émission d'emprunts d'ENGIE SA restant à étaler ;
- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devise.

Écarts de conversion Actif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devise et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 9 Capitaux propres**9.1** Capital social – actions en circulation

Le capital social est entièrement libéré. Chaque action, d'un euro nominal, confère un droit de vote simple.

Capital social

Actions composant le capital social au début de l'exercice	2 435 285 011
Nombre total d'actions composant le capital social	2 435 285 011

Au cours de l'exercice 2019, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 12 455 417 actions et des cessions cumulées de 12 455 417 actions ayant généré une plus-value nette de 343 561 euros. Au 31 décembre 2019, ENGIE SA ne détient plus d'actions propres dans le cadre du contrat de liquidité.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (cf. Note 9.3), ENGIE SA détient 22 153 694 actions propres au 31 décembre 2019.

9.2 Évolution des capitaux propres

En millions d'euros

Capitaux propres au 31 décembre 2018	36 616
Dividendes distribués et acompte sur dividende et autres	(1 833)
Écarts de réévaluation	(2)
Provisions réglementées – Subventions investissements	9
Résultat	(196)
Capitaux propres au 31 décembre 2019	34 594

ENGIE SA a versé en 2019 :

- au titre de l'exercice 2018, un dividende net de l'acompte sur dividende versé en 2019, de 0,38 euro par action pour un montant total de 917 millions d'euros et un dividende exceptionnel de 0,37 euro par action pour un montant de 892,8 millions d'euros, déduction faite des actions autodétenues au jour de la mise en paiement des dividendes pour 16,7 millions d'euros. Le dividende total 2018 s'élève à un montant total de 2 718 millions d'euros ;
- un dividende sur prime de fidélité de 0,112 euro par action pour un montant total de 23,7 millions d'euros.

9.3 Plans d'attribution d'actions gratuites au personnel et options d'achat d'actions

Politique d'attribution

L'attribution d'actions gratuites aux salariés a pour objectif d'associer tous les salariés à la croissance et à la performance du Groupe. Ces plans décidés par le Conseil d'Administration conformément aux décisions prises par l'Assemblée Générale de la Société sont généralement attribués sous réserve d'une condition de présence de 2 ans et de la satisfaction de conditions de performance.

Au cours de l'exercice 2019, ENGIE SA a attribué à certains salariés du Groupe ENGIE, 5 344 889 actions gratuites.

En 2019, ENGIE SA a livré 1 730 831 actions aux salariés du Groupe.

Compte tenu de l'ensemble des plans en cours, du nombre de bénéficiaires, et d'hypothèses de *turn-over*, ENGIE SA estime son obligation de livraison d'actions à 20 384 268 actions au 31 décembre 2019.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2019, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 22 153 694 au 31 décembre 2019, pour un montant total de 301 millions d'euros net de provision. Leur valeur de marché au 31 décembre 2019 ressort à 322 millions d'euros.

Historique des plans en vigueur	Volumes d'actions attribuées	Volume d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge de la période (en millions d'euros)	
				2019	2018
Actions gratuites attribuées					
Plan ENGIE 10 décembre 2014	1 009 995	401 844	19,93	(8,66)	(58,55)
Plan LINK Abondement 10 décembre 2014	125 142	116 855	19,93	(1,78)	0,13
Plan ORS 2015 10 décembre 2015	86 437	-	19,88	0,32	0,11
Plan ENGIE 16 décembre 2015	3 349 695	1 086 714	16,02	(46,50)	9,29
Plan ENGIE 24 février 2016	66 265	58 928	19,93	(1,14)	(1,21)
Plan ENGIE 14 décembre 2016	5 297 560	-	12,03	(6,21)	29,51
Plan ENGIE 1 ^{er} mars 2017	149 178	66 490	11,65	(1,35)	1,01
Plan ENGIE 13 décembre 2017	5 278 045	-	14,70	13,76	29,77
Plan ENGIE 7 mars 2018	135 583	-	12,65	0,35	0,86
Plan LINK Abondement 2 août 2018	301 816	-	13,44	0,60	0,46
Plan ENGIE 11 décembre 2018	5 001 510	-	12,26	16,88	1,39
Plan ENGIE 27 février 2019	187 674	-	13,90	0,85	-
Plan ENGIE 17 décembre 2019	5 157 215	-	14,73	0,83	-
TOTAL	26 146 115	1 730 831		(32,06)	12,76

La mise en place en 2019 de la refacturation des charges au titre des plans d'actions gratuites aux entités du Groupe a conduit à la revalorisation de ces plans au cours d'attribution et à la revalorisation des provisions sur malis. L'impact de ces écritures est une reprise de ces provisions pour 32 millions d'euros.

NOTE 10 Provisions

10.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises		Autres	Au 31 déc. 2019
			à utilisation	sans objet		
Provisions pour reconstitution des sites (Note 10.1.1)	10	12	(1)	-	-	21
Provisions relatives au personnel (Note 10.1.2)	266	49	(41)	(33)	-	241
Provisions pour impôts (Note 10.1.3)	23	2	(1)	-	-	23
Provisions pour intégration fiscale (Note 10.1.4)	1 107	134	(172)	-	-	1 069
Risques sur filiales	53	20	(14)	-	-	59
Autres provisions pour risques et charges (Note 10.1.5)	965	752	(600)	(58)	-	1 059
TOTAL	2 424	969	(829)	(91)	-	2 472

10.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2019 s'élèvent à 21 millions d'euros contre 10 millions d'euros en 2018. Elles concernent la remise en état des sites ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé et couvrent notamment les obligations de mise en sécurité (qualité des eaux souterraines, pollution de l'air, autres) en l'état actuel de leur utilisation. La provision couvre enfin la remise en état des locaux de La Défense et de Lyon (Monolyte).

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Au 31 déc. 2019
Provisions pour reconstitution des sites (hors PNC)	4	12	-	-	15
Provisions pour remise en état des sites (PNC)	6	-	(1)	-	5
TOTAL	10	12	(1)	-	21

Au 31 décembre 2019, la provision pour remise en état de sites se décompose de la manière suivante :

- provision avec actif de démantèlement en contrepartie : 3,4 millions d'euros ;
- provision antérieure : 1 million d'euros.

Une provision pour garantie d'imprévus a été comptabilisée dans le cadre du projet Campus. Il est en effet prévu contractuellement, avec la Métropole du Grand Paris, qu'ENGIE SA prendra à sa charge les travaux à hauteur de 14 millions d'euros TTC – soit 11,7 millions d'euros HT – en cas d'imprévu (« imprévu » signifiant tout élément non prévisible et qui résulte de la présence dans les sols et sous-sols d'ouvrages enfouis ou d'une source exceptionnelle de pollution liée à l'activité d'ENGIE SA).

10.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Au 31 décembre 2019, les provisions pour engagements de retraite s'élèvent à 5 millions d'euros. Les engagements de retraite sont couverts par des fonds assurantiels.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 13 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité et rentes pour accidents du travail et maladies professionnelles en cours de service à la clôture, les médailles du travail et l'amiante sont intégralement provisionnées à hauteur de 85 millions d'euros.

Le montant total de ces provisions s'élève à 103 millions d'euros au 31 décembre 2019. La Note 18.4 reprend le détail de la variation de ces provisions.

Les indemnités de fin de carrière sont partiellement couvertes par des fonds assurantiels. Le découvert correspondant ressort à 25 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

Au 31 décembre 2019, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions s'élèvent à 131 millions d'euros contre 164 millions d'euros au 31 décembre 2018.

En 2019, ENGIE SA a constaté une dotation de 34 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 66 millions

En 2015, a été mis en place un Plan National de Cessions immobilières (PNC) sur 5 ans qui comportait 236 sites non stratégiques.

Dès l'existence d'une offre engageante de cession du bien, une provision pour coût de démantèlement est constatée au passif avec pour contrepartie un actif de démantèlement amorti sur sa durée résiduelle.

d'euros suite à l'arrivée à échéance de plans d'attribution d'actions gratuites.

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans.

10.1.3 Provisions pour impôts

Suite aux différents contrôles fiscaux, ENGIE SA a doté plusieurs provisions pour risques fiscaux.

À la clôture de l'exercice 2019, la provision relative à l'impôt sur les sociétés s'élève à 22 millions d'euros soit un montant identique au 31 décembre 2018. Elle porte essentiellement sur le prix de transfert du GNL.

Au 31 décembre 2019, les autres provisions relatives aux redressements des autres contributions et taxes (dont TVA, effort construction, CVAE) s'élèvent à 1,6 million d'euros.

10.1.4 Provisions pour intégration fiscale

ENGIE SA a opté pour le régime de l'intégration fiscale et, à ce titre, constitue une provision pour couvrir son obligation de restituer aux filiales les déficits fiscaux utilisés. Au cours de l'exercice 2019, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 117,8 millions d'euros et repris un montant de 82 millions d'euros, conduisant à un solde de 524,5 millions d'euros à la clôture.

Au 31 décembre 2007, GRDF faisant partie du groupe d'intégration fiscale, la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz était neutre fiscalement. Pour autant, la filiale bénéficie depuis 2008 dans ses comptes sociaux d'une économie d'impôts induite par la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz naturel. Ce suramortissement est neutralisé au niveau de l'intégration fiscale. Conformément aux conventions d'intégration fiscale signées avec ses filiales, ENGIE SA a constitué une provision pour intégration fiscale envers GRDF pour un montant définitif de 1 938 millions d'euros sur la base de la quote-part amortissable. Au 31 décembre 2019, 90 millions d'euros correspondant à la neutralisation du suramortissement induit par la quote-part amortissable générée au cours de l'exercice ont été repris ; la reprise au 31 décembre 2018 était de 99 millions d'euros. Une dotation relative à l'impact de l'effet changement de taux d'impôt futur a été comptabilisée pour 16 millions d'euros.

Au 31 décembre 2019, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 068,5 millions d'euros dont 544 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel de GRDF.

10.1.5 Autres provisions pour risques et charges

Ce poste recouvre principalement les provisions pour risques sur autres tiers, les provisions pour litiges (litiges commerciaux et réclamations) et les provisions pour risques de change et de taux. Les dotations et reprises sur ces provisions impactent surtout le résultat exceptionnel et financier.

Les provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2019 s'élèvent à 1 059 millions d'euros contre 965 millions d'euros en 2018.

Dans un contexte de changements structurels des marchés gaziers, ENGIE SA a décidé de refondre le modèle de gestion de son activité *midstream* gaz (hors GNL). Ainsi, au cours de l'exercice 2017, une nouvelle organisation a été mise en place afin de faire évoluer les modalités de gestion des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, des capacités de transport et de stockage ainsi qu'un contrat

d'échange d'électricité. Ces nouvelles modalités s'inscrivent dorénavant dans une logique de gestion individuelle des contrats concernés et non plus de gestion de portefeuille. L'impact comptable initial de ce changement s'est élevé à -678 millions d'euros. À fin décembre 2018, la provision pour contrats déficitaires s'élevait à 677 millions d'euros. Une reprise nette de provision a été constatée en 2019 pour 120 millions d'euros. À fin décembre 2019, la provision pour contrats déficitaires s'élève à 557 millions d'euros.

Le solde des provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2019 concerne principalement les contrats de réservation de capacités qualifiés de déficitaires pour 557 millions d'euros, les provisions pour litiges pour 103 millions d'euros, les provisions pour restructuration pour 50 millions d'euros, les provisions pour risques sur perte de change pour 27 millions d'euros, les provisions pour risques de taux pour 107 millions d'euros et les provisions pour autres risques pour 216 millions d'euros qui comprennent pour l'essentiel la provision pour *mark-to-market* négatif pour 197 millions d'euros.

La provision pour risques filiales s'élève à 59 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 53 millions d'euros au 31 décembre 2018.

10.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises	Transfert	Au 31 déc. 2019
Provisions réglementées	566	317	(316)	-	567
Amortissements dérogatoires	512	317	(293)	-	536
Provision pour hausse de prix	54	-	(23)	-	31
Subventions d'investissement	10	8	-	-	18
TOTAL	576	325	(316)	-	585

NOTE 11 Dettes financières

11.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2018
Emprunts	30 842	27 498
Emprunts obligataires hybrides	3 913	4 085
Emprunts obligataires	22 550	19 377
Autres emprunts	4 380	4 036
Dettes rattachées à des participations	6 800	5 250
Comptes courants filiales	1 051	2 749
Autres dettes financières	541	583
Dépôts reçus de la clientèle	25	26
Intégration fiscale	114	98
Part courue des charges d'intérêts	364	409
Soldes créditeurs de banques	4	14
Divers	34	35
TOTAL	39 234	36 080

L'augmentation des dettes financières de 3 154 millions d'euros s'explique notamment par :

- la souscription d'un nouvel emprunt à long terme auprès d'Electrabel pour 1 800 millions d'euros ;
- la hausse des encours d'emprunts obligataires en euros pour 2 975 millions d'euros ;

- la hausse de l'encours des NEU CP (*Negotiable European Commercial Paper*) pour 323 millions d'euros ;
- partiellement compensées par la diminution de 1 698 millions d'euros sur le solde des comptes courants créditeurs des filiales due principalement à la variation du compte courant ENGIE Global Markets.

11.2 Échéancier des dettes

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Degré d'exigibilité		
		À fin 2020	De 2021 à 2024	2025 et au-delà
Dettes financières	39 234	8 569	15 067	15 598
Emprunts obligataires hybrides	3 913	-	2 413	1 500
Emprunts obligataires	22 549	2 477	6 354	13 718
Autres emprunts	4 380	3 500	500	380
Dettes rattachées à des participations	6 800	1 000	5 800	-
Comptes courants filiales	1 051	1 051	-	-
Autres dettes financières	541	541	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	6 408	6 408	-	-
Dettes fiscales et sociales	1 206	1 206	-	-
Autres dettes	2 408	2 408	-	-
Avances clients et comptes rattachés	1 041	1 041	-	-
Autres	1 367	1 367	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	15	15	-	-
TOTAL	49 272	18 607	15 067	15 598

11.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2019	Date d'émission	Date de mise à jour des taux	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	413	07/2013	07/2021	4,750%	Paris
En millions d'euros	1 000	06/2014	06/2024	3,875%	Paris
En millions d'euros	1 000	01/2018	04/2023	1,375%	Paris
En millions d'euros	1 000	01/2019	02/2025	3,250%	Paris
En millions d'euros	500	07/2019	07/2025	1,625%	Dublin

11.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2019	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	900	01/2009	01/2021	6,375%	Luxembourg
En millions d'euros	693	10/2010	10/2022	3,500%	Paris
En millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	Paris
En millions d'euros	424	11/2011	01/2020	3,125%	Paris
En millions d'euros	742	06/2012	02/2023	3,000%	Paris
En millions d'euros	410	07/2012	07/2022	2,625%	Paris
En millions d'euros	1 200	05/2014	05/2020	1,375%	Paris
En millions d'euros	1 300	05/2014	05/2026	2,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2022	0,500%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2026	1,000%	Paris
En millions d'euros	500	03/2015	03/2035	1,500%	Paris
En millions d'euros	700	03/2017	03/2024	0,875%	Paris
En millions d'euros	800	03/2017	03/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	500	09/2017	02/2023	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	02/2029	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	750	06/2018	06/2028	1,375%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2025	0,875%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2033	1,875%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2039	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2019	03/2027	0,000%	Paris
En millions d'euros	900	10/2019	10/2030	0,500%	Paris
En millions d'euros	600	10/2019	10/2041	1,250%	Paris
En millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
En millions de livres sterling	226	02/2009	02/2021	6,125%	Luxembourg
En millions de livres sterling	700	10/2010	10/2060	5,000%	Paris
En millions de livres sterling	400	10/2011	10/2060	5,000%	Paris
En millions de francs suisses	275	10/2012	10/2020	1,125%	Zürich
En millions de francs suisses	175	10/2012	10/2024	1,625%	Zürich
En millions de dollars américains	750	10/2012	10/2022	2,875%	Aucune
Placements privés					
En millions d'euros	100	10/2011	10/2023	CMS10YR+0,505%	Paris
En millions d'euros	400	07/2012	01/2020	2,500%	Aucune
En millions d'euros	100	03/2013	03/2033	3,375%	Aucune
En millions d'euros	200	04/2013	04/2020	Euribor3M+0,58%	Paris
En millions d'euros	81	04/2013	04/2038	3,703%	Aucune
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	100	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	50	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	100	06/2017	06/2032	1,625%	Paris
En millions d'euros	100	10/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	50	07/2018	07/2027	1,157%	Paris
En millions d'euros	75	07/2018	07/2038	CMS	Paris
En millions de couronnes norvégiennes	500	04/2013	04/2024	4,020%	Paris
En millions de yens	15 000	12/2008	10/2023	3,180%	Aucune
En millions de yens	10 000	07/2012	07/2022	1,260%	Paris
En millions de yens	20 000	09/2015	01/2024	0,535%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	1 400	09/2017	09/2032	2,650%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	900	10/2017	10/2027	2,630%	Paris
En millions de dollars américains	50	11/2015	11/2021	2,681%	Paris
En millions de dollars américains	50	01/2019	12/2029	3,593%	Aucune
En millions de dollars australiens	115	11/2015	11/2025	4,235%	Paris
En millions de dollars australiens	85	07/2018	07/2033	3,780%	Paris

11.2.3 Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2019, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme dont l'appellation est dorénavant NEU CP, libellés en euros à hauteur de 2 351 millions d'euros (dont 896 millions d'euros à taux fixe) et des USCP (*US Commercial Paper*) en dollars américains à taux fixe pour une contrevaletur de 882 millions d'euros (991 millions de dollars américains). Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

ENGIE SA a également un encours de ligne de crédit utilisé à hauteur de 877 millions d'euros et un emprunt bancaire en dollars américains pour une contrevaletur de 267 millions d'euros (300 millions de dollars américains).

L'encours d'emprunt long terme auprès d'ENGIE Finance a diminué suite à une échéance au cours de l'année et s'élève au 31 décembre 2019 à 3 650 millions d'euros.

L'emprunt auprès d'ENGIE Alliance est stable à 850 millions d'euros.

ENGIE SA a souscrit en mars 2019 un emprunt à long terme de 1 800 millions d'euros auprès d'ENGIE Global Developments. Cet emprunt a été transféré à Electrabel en novembre 2019.

11.2.4 Autres dettes financières

Les autres dettes financières (intérêts courus sur emprunts et dettes assimilées, comptes courants créditeurs, dépôts reçus de la clientèle, soldes créditeurs de banque, concours bancaires...) sont principalement libellées en euros.

11.3 Répartition de la dette par taux et par devise

11.3.1 Répartition par taux

En millions d'euros	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
À taux variable				
Emprunts obligataires	6 469	7 210	375	378
Dettes rattachées à des participations	6 300	5 250	6 300	5 250
Autres emprunts	2 371	2 546	2 242	1 076
Comptes courants des filiales	1 051	2 749	1 051	2 749
Autres dettes financières	256	583	176	583
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	3 913	4 085	3 913	4 085
Emprunts obligataires	16 081	12 170	22 175	19 002
Dettes rattachées à des participations	500	-	500	-
Autres emprunts	2 009	1 487	2 138	2 957
Autres dettes financières	284	-	364	-
TOTAL	39 234	36 080	39 234	36 080

11.3.2 Répartition par devise

En millions d'euros	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	3 913	3 753	3 913	3 753
Emprunts obligataires	22 550	19 377	18 425	15 450
Dettes rattachées à des participations	6 800	5 250	6 800	5 250
Autres emprunts	4 380	4 033	3 231	2 905
Comptes courants des filiales	854	2 356	854	2 356
Autres dettes financières	540	522	492	522
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	-	335	-	335
Emprunts obligataires	-	-	4 125	3 927
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	-	-	1 149	1 128
Comptes courants des filiales	197	393	197	393
Autres dettes financières	-	61	48	61
TOTAL	39 234	36 080	39 234	36 080

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2019
Contrats optionnels	469	50	-	519
Instruments financiers	1 457	-	(514)	943
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	1 926	50	(514)	1 463
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	403	128	(100)	431

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risque de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devise.

Les pertes de change latentes relatives aux contrats ne remplissant pas les critères de couverture font l'objet d'une provision pour risques et charges (cf. Note 10.1.5).

Écarts de conversion passif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des instruments dérivés destinés à couvrir des risques de change liés à la dette et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 13 Résultat d'exploitation**13.1** Ventilation du chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires par zone géographique

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Ventes d'énergie		
• en France	11 197	9 034
• à l'étranger	3 036	15 983
Travaux, études et prestations de services	2 669	2 345
Produits des activités annexes et autres ventes	380	471
TOTAL	17 282	27 833

La baisse du chiffre d'affaires à l'étranger résulte d'un effet prix négatif sur l'ensemble des opérations de *trading* et d'un effet volume globalement négatif suite à une diminution des ventes avec ENGIE Energy Management et ENGIE Global Markets.

Chiffre d'affaires par activité

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	8 642	20 334
• Électricité	5 591	4 683
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	2 669	2 345
• Produits des activités annexes et autres ventes	380	471
TOTAL	17 282	27 833

Au 31 décembre 2019, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 1 626 millions d'euros HT.

13.2 Charges de personnel

Évolution des effectifs par collège

<i>En nombre de salariés</i>	31 déc. 2018	Variation	31 déc. 2019
Exécution	278	(52)	226
Maîtrise	1 702	(63)	1 639
Cadre	2 621	13	2 634
TOTAL	4 601	(102)	4 499

L'effectif moyen salarié s'élève à 4 499 en 2019 contre 4 601 en 2018.

Le poste charges de personnel se décompose de la manière suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Traitements et salaires	(273)	(289)
Charges sociales	(148)	(151)
Intéressement	(21)	(21)
Autres charges	(28)	(190)
TOTAL	(470)	(651)

Intéressement du personnel

Un accord d'intéressement du personnel aux performances a été mis en place en conformité avec les conditions légales de l'ordonnance 86-1134 du 21 octobre 1986.

L'intéressement et l'abondement sont considérés comme des charges de personnel.

13.3 Dotations nettes aux provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Provision pour renouvellement des biens en concession	(1)	-
Provision pour reconstitution de sites	11	(7)
Provisions relatives au personnel	(6)	(18)
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation	88	(74)
TOTAL	91	(97)

Les autres provisions pour risques et charges se composent pour l'essentiel de :

- reprise nette de provision pour contrats déficitaires pour 120 millions d'euros ;
- dotation nette de provision liée aux litiges relatifs au personnel pour 14 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour *swap mark-to-market* négatif pour 143 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour litiges commerciaux pour 47 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour redressements fiscaux pour 4 millions d'euros.

13.4 Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 30 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 39 millions d'euros au 31 décembre 2018.

NOTE 14 Résultat financier

<i>En millions d'euros</i>	Charges	Produits	Total	
			31 déc. 2019	31 déc. 2018
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 052)	565	(487)	(545)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations	-	8	8	36
Résultat de change	(320)	338	19	59
Dividendes reçus	-	1 840	1 840	4 259
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(206)	19	(187)	(92)
TOTAL	(1 577)	2 770	1 192	3 718

NOTE 15 Résultat exceptionnel

<i>En millions d'euros</i>	Charges	Produits	Total	
			31 déc. 2019	31 déc. 2018
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(52)	57	4	135
Cessions d'immobilisations financières	(177)	177	-	13
Provision pour hausse de prix	-	23	23	19
Amortissements dérogatoires	(316)	293	(24)	(92)
Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations	(1 663)	745	(918)	(2 189)
Autres	(596)	676	80	8
TOTAL	(2 804)	1 970	(835)	(2 107)

La ligne «Autres» comprend notamment diverses indemnités sur des opérations de restructuration immobilière, la cession à Shell d'un contrat d'approvisionnement en Azerbaïdjan, ainsi que les dépenses engagées dans le cadre du dénouement du litige argentin.

NOTE 16 Situation fiscale

16.1 Régime de l'intégration fiscale

L'option pour le régime de l'intégration fiscale actuellement en cours est renouvelable tous les cinq ans par tacite reconduction.

16.2 Impôts sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2019 est de 34,43%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

En millions d'euros	2019			2018		
	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net
Impôt sur les sociétés de l'exercice d'ENGIE SA (hors groupe fiscal)						
• résultat courant	261		261	2 660		2 660
• résultat exceptionnel	(834)		(834)	(2 107)		(2 107)
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale)		377	377		549	549
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement		294			343	
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés		38			124	
• dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2019/2018)		45			82	
TOTAL	(573)	377	(196)	553	549	1 102

* Un signe positif traduit un produit d'impôt.

En 2019 comme en 2018, le résultat fiscal individuel d'ENGIE SA est déficitaire. Les dividendes reçus des filiales suivent le traitement fiscal du régime mère/fille et sont exonérés, sous réserve d'une réintégration de quote-part de frais de 1% ou 5% suivant les cas.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 377,1 millions d'euros contre un produit d'impôt de 549 millions d'euros en 2018 s'expliquant principalement par :

- un produit d'intégration fiscale de 294,4 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 342,7 millions d'euros en 2018 qui résulte de la différence entre :
 - la contribution à l'impôt groupe due par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 293,3 millions d'euros contre 341,2 millions d'euros en 2018,
 - les crédits d'impôt au niveau du groupe fiscal intégré s'élevant à 1,1 million d'euros au 31 décembre 2019, contre 1,4 million d'euros en 2018,
 - et la charge d'impôt sur les sociétés du groupe fiscal intégré qui est nulle en 2019 tout comme en 2018 ;
- une reprise nette de provision pour impôt de 38,2 millions d'euros en 2019 contre 124 millions d'euros en 2018 intégrant notamment :
 - 35,8 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 36,1 millions d'euros de reprise nette en 2018,
 - 0,3 million d'euros de reprise sur risques fiscaux essentiellement sur le prix de transfert du GNL, contre une dotation de 11,5 millions d'euros en 2018,
 - 90,5 millions d'euros de reprise relative au suramortissement de l'exercice de la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession en 2007 de l'activité de distribution du gaz, diminuée par la dotation de 16,5 millions d'euros relative à l'impact des effets de changement de taux d'impôts futurs,
 - 0,3 million d'euros d'impôt sur les sociétés dû sur les déficits sur base élargie ;
- divers autres impôts nets créditeurs pour 44,5 millions d'euros en 2019, essentiellement liés aux variations de stocks de CICE et de Crédit d'Impôt Recherche (CIR).

16.3 Situation fiscale différée

La position de la dette future d'impôt présentée ci-après est issue des décalages temporels entre le traitement fiscal et comptable de produits ou de charges.

Les taux d'imposition futurs retenus tiennent compte de l'effet de baisse progressive du taux d'impôt sur les sociétés de 2020 à 2022 selon le projet de loi de finances 2018.

En millions d'euros	2019			2018			
	32,02%	28,41%	25,82%	32,02%	28,92%	27,37%	25,83%
Année de retournement	2020	2021	2022 et +	2019	2020	2021	2022 et +
Bases passives d'imposition différée							
• Charges déductibles non comptabilisées	310	-	-	339	-	-	-
• Produits comptabilisés non imposés	30	27	109	32	30	27	109
Bases actives d'imposition différée							
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	512	42	611	306	49	109	676
• Produits imposés non comptabilisés	324	-	39	336	-	-	39
Base fiscale différée nette	496	15	541	271	19	82	606
• Effet théorique d'imposition différée	159	4	140	87	5	22	157

NOTE 17 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)

17.1 Engagements à caractère financier

La gestion des risques financiers (risques de taux, de change, de liquidité et de crédit) est placée sous la responsabilité de la Direction Financière du Groupe ENGIE.

17.1.1 Risque de liquidité

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules de *cash pooling* du Groupe.

La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés localisés en France (ENGIE Finance) et au Luxembourg (ENGIE Treasury Management) pour les pays européens. Ces véhicules centralisent ainsi la quasi-totalité des besoins et des excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégies de placement.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Notes*, et à des émissions de NEU CP (*Negotiable European Commercial Paper*) et d'*USCP (US Commercial Paper)* aux États-Unis.

Dans ce cadre, l'accès aux marchés des capitaux à long terme est concentré sur ENGIE SA pour les nouvelles dettes obligataires du Groupe, ainsi que pour les titres négociables à court terme émis.

Ces programmes sont utilisés (de manière conjoncturelle ou structurelle) pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur

coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer pour le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. ENGIE SA dispose ainsi de liquidités mobilisables à très court terme, lui permettant de faire face à ses besoins de trésorerie courants ou de servir de relais en cas d'opérations de croissance externe :

- ENGIE SA dispose d'un encours de 12 435 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédit syndiquées de 5 500 millions d'euros et 5 000 millions d'euros respectivement à échéance novembre 2022 et décembre 2024. Au 31 décembre 2019, ENGIE SA a utilisé ces lignes de crédit à hauteur de 877 millions d'euros. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit ;
- ENGIE SA a également accès au marché des dettes à court terme via des programmes d'émission : USCP pour un montant de 4 500 millions de dollars américains utilisé à hauteur de 991 millions de dollars américains (soit 882 millions d'euros) au 31 décembre 2019, et NEU CP pour un montant de 5 000 millions d'euros utilisé à hauteur de 2 351 millions d'euros au 31 décembre 2019.

17.1.2 Risque de contrepartie

ENGIE SA est exposée au risque de contrepartie d'une part par ses activités opérationnelles, et d'autre part par ses activités financières.

Pour ce qui concerne ses activités opérationnelles, le Groupe a mis en place des procédures de suivi du risque de contrepartie adaptées aux particularités des populations concernées (entreprises privées, particuliers, collectivités publiques). Les clients représentant une contrepartie significative pour la Société sont intégrés aux procédures applicables aux activités financières décrites ci-après, afin de permettre un suivi transverse du risque de contrepartie les concernant.

Concernant ses activités financières, ENGIE SA a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs surfaces financières et d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie. Afin de diminuer son exposition sur le risque de contrepartie, ENGIE SA a recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de "*netting*") ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge). Le contrôle des risques de contrepartie liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *middle-office* indépendant du trésorier Groupe.

17.1.3 Risque de taux

ENGIE SA met en œuvre, sur sa dette nette, une politique d'optimisation de son coût de financement en utilisant plusieurs types d'instruments financiers (*swaps* et options de taux d'intérêt) en fonction des conditions de marché.

ENGIE SA s'assure également que le solde entre la part à taux variable de sa dette et de ses excédents de trésorerie reste faiblement exposé à une variation défavorable des taux d'intérêt à court terme.

Les positions du groupe ENGIE sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du Management.

En millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2019					Juste valeur Total ICNE inclus	Notionnel au 31 déc. 2018
	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total		
Swap de taux d'intérêt							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	600	1 602	2 121	1 650	5 973	(1 592)	5 895
Payeur taux variable/receveur taux fixe	1 898	4 159	4 304	3 075	13 436	1 333	13 552
Achat de CAP							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	1 000	-	-	1 000	-	1 000
Achat de FRA							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	2 450	-	-	-	2 450	(3)	6 050
TOTAL EUR	4 948	6 761	6 425	4 725	22 859	(262)	26 497
Swap de taux d'intérêt							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	455	570	-	72	1 097	(33)	1 045
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	-	-	72	72	7	120
TOTAL USD	455	570	-	144	1 169	(26)	1 165
TOTAL	5 403	7 331	6 425	4 869	24 028	(288)	27 662

En millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2019				Total	Juste valeur ICNE inclus	Notionnel au 31 déc. 2018
	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans			
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	250	638	1 291	2 179	(301)	3 179
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL GBP	-	250	638	1 291	2 179	(301)	3 179
Swap de devises							
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	229	-	-	229	9	229
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	149	-	-	149	(17)	149
TOTAL JPY	-	378	-	-	378	(8)	378
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	-	-	-	-	-
Payeur taux variable/receveur taux fixe	227	144	-	-	371	56	742
TOTAL CHF	227	144	-	-	371	56	742
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	46	44	-	90	(1)	150
Payeur taux fixe/receveur taux variable	274	-	-	-	274	(7)	274
Payeur taux variable/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	122
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	580	-	-	580	96	1 159
TOTAL USD	274	626	44	-	944	88	1 705
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	67	-	-	67	(19)	67
TOTAL NOK	-	67	-	-	67	(19)	67
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	75	54	129	2	54
TOTAL AUD	-	-	75	54	129	2	54
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	98	153	251	(1)	-
TOTAL HKD	-	-	98	153	251	(1)	-
Swap de devises							
Payeur taux variable/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	5
TOTAL MXN	-	-	-	-	-	-	5
TOTAL	501	1 465	855	1 498	4 319	(183)	6 130

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2019 sont les suivantes :

- ENGIE SA a souscrit des *swaps* à court terme (inférieurs à six mois) pour couvrir le risque de taux sur ses opérations de gestion de trésorerie à court terme (émission de NEU CP). Il s'agit de *swaps* payeurs taux variable Eonia/receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 896 millions d'euros sur les titres négociables à court terme (NEU CP) ;

- ENGIE SA a recours à des *swaps* de taux payeurs de taux variable à l'émission de toute nouvelle obligation, sauf décision particulière du Management. Par la suite et au regard de l'évolution des conditions de marché, une gestion active du risque de taux est pilotée en central par l'intermédiaire de *swaps* et options de taux ;
- dans le cadre de la politique de risque de taux du Groupe, ENGIE SA a mis en place depuis 2009 des macro-couvertures permettant de fixer la dette du Groupe en dollars américains pour un nominal au 31 décembre 2019 de 1 025 millions.

17.1.4 Risque de change

ENGIE SA est exposée au risque de change principalement :

- sur les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz naturel compte tenu des modes d'indexation des différents contrats d'achat ou de vente de gaz sur les prix des produits pétroliers qui eux-mêmes sont pour la plupart cotés en dollars américains ;
- sur les risques transactionnels spécifiques liés aux projets d'investissement ou de fusion-acquisition ou de cession.

L'exposition au risque de change sur ces opérations est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;

- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes ou indexés par des *swaps* financiers.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du dollar américain sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, ENGIE SA utilise des contrats d'achats ou de ventes à terme de devises pour couvrir ses achats de gaz et ses activités de financement.

Afin de limiter l'impact du risque de conversion de certaines créances rattachées à des participations, l'impact de conversion sur des futures acquisitions en devises ou encore couvrir le risque patrimonial lors de la consolidation de sociétés, ENGIE SA a mis en place ou complété des positions sur des transactions à terme de devises qui lui permettent de neutraliser ou minimiser les écarts de conversion sur des dépôts et prêts ou autres opérations futures.

Au 31 décembre 2019, les engagements correspondants sont les suivants :

En millions d'euros	Engagements part fixe au 31 déc. 2019			Contrevaaleur au 31 déc. 2019	Différentiel de change au 31 déc. 2019	Engagement part fixe au 31 déc. 2018
	Par échéance					
Contrats à terme	2020	2021	2022 et au-delà			
Position acheteur						
Devise AUD	220	-	-	220	10	302
Devise CNH	9	-	-	9	-	9
Devise EUR	-	-	-	-	-	13
Devise GBP	91	-	-	91	-	248
Devise HUF	-	-	-	-	-	7
Devise NOK	-	-	-	-	-	-
Devise USD	1 079	-	-	1 079	(3)	1 408
Position vendeur						
Devise AUD	4	-	-	4	-	4
Devise CHF	202	-	-	202	2	180
Devise CNH	9	-	-	9	-	9
Devise EUR	-	-	-	-	-	113
Devise GBP	520	-	-	520	(2)	266
Devise HUF	-	-	-	-	-	-
Devise NOK	-	-	-	-	-	-
Devise USD	1 371	141	-	1 512	(7)	187

17.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2019	Échéance		
		À fin 2020	de 2021 à 2024	2025 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	88	34	38	16
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	8 738	606	4 660	3 472
Engagements de financement				
Sûretés personnelles données	5	5	-	-
Garanties cautions et avals aux filiales	5 996	2 877	1 641	1 478
Sûretés réelles données	-	-	-	-
Lignes de crédit	-	-	-	-
Autres engagements donnés				
Garanties sur convention de cessions d'activités	5 082	-	1 355	3 727
Engagements de location simple	378	67	244	67
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthanières	-	-	-	-

Les engagements sur marchés comprennent les garanties données par ENGIE SA sur des contrats opérationnels pour elle-même, et pour le compte de ses filiales pour un total de 8 826 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Les garanties, cautions et avals aux filiales pour 5 996 millions d'euros correspondent à des garanties de paiements accordées par ENGIE SA à des tiers pour le compte de ses filiales.

Les garanties sur convention de cessions d'activités pour 5 082 millions d'euros portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- d'ENGIE Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30% à CIC en 2011 pour un montant maximal de 2 804 millions d'euros à échéance 2026 ;
- d'une participation de 10% dans le train 1 de l'usine de liquéfaction Atlantic LNG à Trinité et Tobago pour un maximum de 757 millions d'euros à échéance 2026 ;
- de l'activité du GNL à Elf Aquitaine (Groupe Total) à échéance 2021, la responsabilité d'ENGIE SA pour les garanties de passif est de 200 millions de dollars américains et pour les indemnités spécifiques de 1 490 millions de dollars américains ;
- de six plateformes numériques et de la plateforme Smart O&M à ENGIE Information & Technologies pour une durée de 36 mois à compter du second trimestre 2019. Dans le cas des amendes des autorités compétentes en matière de protection des données, les échéances des engagements sont respectivement au 9 janvier 2020 et au 7 mars 2020.

Les engagements de location simple pour 378 millions d'euros correspondent à la valeur des loyers actualisés restant à couvrir jusqu'aux échéances des baux de locations immobilières dans le cadre de l'activité d'ENGIE SA. Certains loyers d'immeubles étant refacturés à des filiales du Groupe, les engagements correspondants figurent en engagements reçus.

D'autres engagements ont été donnés pour garantie de bonne et complète exécution :

- aux autorités de Hong Kong pour les contrats obtenus par Sita devenue SUEZ Environnement, puis SUEZ, qui contre-garantit ENGIE SA pour ces mêmes montants :
 - exploitation de la décharge Nent en partenariat avec les groupes Newworld et Guandong à échéance 2063,

- exploitation de différents sites de décharge, dont Went, NWNT à échéance 2033 et Pillar Point à échéance 2036 à l'origine en partenariat avec Swire Pacific Ltd. Cette dernière ayant cédé en décembre 2009 sa participation dans la filiale commune à SUEZ Environnement, propriétaire maintenant à 100% de la filiale concernée, les garanties ont été réémises à cette occasion par ENGIE SA (étant précisé qu'en cas d'appel en garantie pour une cause afférente à la période de cogestion, le groupe Swire a consenti un engagement d'indemnisation maintenant pour cette période le partage 50/50 de la responsabilité ultime entre les deux groupes) ;
- à «Ayr Environnement Services» et «Caledonian Environnement Services», sociétés écossaises, pour les contrats de construction de station d'assainissement d'eaux usées et de traitement des boues obtenus par le groupe de constructeurs Degrémont SA/AMEC Capital Projects Ltd ;
- au «Lord Mayor Aldermen and Burgesses of Cork» pour le contrat de construction et d'exploitation de station d'assainissement d'eaux usées de la ville de Cork à échéance 2024 obtenu par un consortium composé de deux filiales d'ENGIE SA, de Dumez GTM filiale de Vinci, de Pj Hegarty & Sons and Electrical & Pump Services, chacun des membres du consortium et Vinci contre-garantisant ENGIE SA ;
- en 2008, SUEZ Environnement, devenue SUEZ en 2016, a pris un engagement de contre-garantie pour l'ensemble des garanties données par ENGIE SA pour le pôle environnement et non déjà contre-garanties par elle ;
- dans le cadre de la filialisation en 2000 des activités eau et assainissement, le transfert des contrats locaux de délégation de service public à la société Lyonnaise des Eaux était assorti d'une garantie de bonne exécution à échéance 2028 par ENGIE SA. Au 31 décembre 2019, il subsiste 47 contrats de ce type.

ENGIE SA s'est en outre engagé à garantir Société d'Infrastructures Gazières (SIG), suite à l'entrée de cette dernière en juillet 2011 dans le capital de GRTgaz, proportionnellement à son pourcentage de détention (25%), pendant 20 ans, contre toutes pertes subies par elle du fait de l'inexactitude de la déclaration spécifique relative à l'absence de pollution sur les terrains détenus ou exploités par GRTgaz qui serait de nature à imposer des travaux de dépollution à la charge de GRTgaz, dont le coût ne serait pas pris en charge par le tarif.

17.1.6 Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2019	Échéance		
		À fin 2020	de 2021 à 2024	2025 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties reçues	-	-	-	-
Engagements de financement				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	12 435	950	10 985	500
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
Autres engagements reçus				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	1 030	30	1 000	-
Contre-garanties sur engagements d'activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	338	71	166	101
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthanières	-	-	-	-

ENGIE SA dispose notamment de lignes de crédit syndiquées de 5 500 millions d'euros depuis mai 2005, dont l'échéance initialement prévue en 2012 a été reportée à novembre 2022, et de 5 000 millions d'euros depuis avril 2014, dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en décembre 2024. Les banques prêteuses disposent d'une possibilité de sortie individuelle en cas de changement du contrôle majoritaire de l'entreprise.

Les contre-garanties sur sûretés personnelles concernent les garanties reçues des membres du GIE ENGIE Alliance.

Les engagements de location simple pour 338 millions d'euros correspondent à la refacturation des loyers d'immeubles occupés par des filiales du Groupe.

17.2 Engagements relatifs aux matières premières

17.2.1 Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement du gaz en Europe s'opère en partie grâce à des contrats long terme dont une partie en «take-or-pay». Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures de production et de transport coûteuses. Selon ces contrats, le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur, moyennant un engagement de ce dernier à payer des quantités minimales qu'il en prenne livraison ou non. Ces engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité de volume permettant de gérer les aléas (principalement climatiques) de la demande ainsi que les aléas techniques.

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, ENGIE SA a sécurisé ses approvisionnements par ce type de contrats dont la durée peut atteindre 25 ans.

Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement d'ENGIE SA d'enlever des quantités minimales ;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

La compétitivité de ces contrats est assurée par des formules de prix indexées et des mécanismes de révision de prix. ENGIE SA réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats.

Au 31 décembre 2019, les engagements d'ENGIE SA sont de 338 TWh à moins d'un an, 1 344 TWh entre deux et cinq ans et 1 490 TWh à plus de cinq ans.

Par ailleurs, ENGIE SA a souscrit des achats et ventes à terme de gaz naturel, principalement à échéance inférieure à un an, dans le cadre de son activité de négoce : achats et ventes de gaz sur les marchés de court terme et offres avec ingénierie de prix aux autres opérateurs.

Au 31 décembre 2019, les engagements d'ENGIE SA sont de 62 TWh d'achats à terme et 227 TWh de ventes à terme.

Pour satisfaire ses engagements d'enlèvement de volume, ENGIE SA a conclu des contrats à long terme de réservation de capacités de transport terrestre et maritime.

Au 31 décembre 2019, les engagements d'ENGIE SA sont de 98 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 211 TWh pour les ventes à terme d'électricité.

17.2.2 Produits dérivés

Dans le cadre de son activité d'achat et de vente d'énergie, ENGIE SA utilise des produits dérivés d'énergie afin d'adapter son exposition aux fluctuations des prix du gaz (naturel), de l'électricité et de produits pétroliers.

Les instruments dérivés sur matières premières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par ENGIE SA consistent principalement en *swaps*, contrats à terme (*futures*) et options souscrits pour gérer son risque de prix dans le cadre de son activité de négoce. Ces instruments sont négociés auprès des tiers par l'intermédiaire de ses filiales spécialisées ENGIE Global Markets et ENGIE Energy Management sur les marchés organisés ou sur les marchés de gré à gré.

Ces instruments dérivés entrent plus particulièrement dans la gestion des risques associés aux opérations :

- d'ingénierie de prix destinées à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque de prix sur le gaz ou l'électricité. Ils visent principalement à garantir une marge commerciale, quelle que soit l'évolution des indices matières entrant dans le prix proposé aux clients, même lorsqu'ils diffèrent des indices matières auxquels est exposé l'approvisionnement d'ENGIE SA. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds (*calls*) ou planchers (*puts*) ;

- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés.

L'exposition au risque de prix des matières premières sur opérations commerciales est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes et indexés par des *swaps* financiers.

Selon la nature des éléments couverts, les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffres d'affaires ou en coût d'achat d'énergie.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du prix des matières premières sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

17.2.2.1 Instruments comptabilisés en positions ouvertes isolées

	Notionnel au 31 déc. 2019			en millions d'euros	Juste valeur au 31 déc. 2019 en millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2018 en GWh
	en GWh par échéance					
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
SWAPS (position acheteur)						
Gaz naturel	207 378	10 074	957	3 947	(504)	651 743
Produits pétroliers	17 138	121	22	950	48	-
Électricité	521	-	-	21	(5)	4 332
CER EUA – CO ₂ ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-
SWAPS (position vendeur)						
Gaz naturel	(181 229)	(9 568)	(432)	(3 412)	403	(554 738)
Produits pétroliers	(6 149)	-	-	(362)	(69)	-
Électricité	(3 013)	-	-	(121)	13	(3 918)
CER EUA – CO ₂ ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position acheteur)						
Gaz naturel	33 871	-	-	620	14	100 998
Produits pétroliers	5 574	-	-	437	2	5 574
Électricité	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position vendeur)						
Gaz naturel	(49 497)	-	-	(904)	(9)	(78 509)
Produits pétroliers	(5 574)	-	-	(334)	(72)	(5 574)
Électricité	-	-	-	-	-	-

(1) En kilos de quotas de CO₂.

17.2.2.2 Instruments comptabilisés en comptabilité de couverture

Il n'y a pas de comptabilité de couverture en social.

17.2.2.3 Contrats à livraison physique

	Notionnel au 31 déc. 2019			en millions d'euros	Juste valeur au 31 déc. 2019 en millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2018 en GWh
	en GWh par échéance					
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
FORWARD (position acheteur)						
Gaz naturel	2 544 816	42 636	19 896	55 727	(14 067)	1 373 826
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	95 045	1	-	5 170	(503)	77 829
CER EUA – CO ₂ ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	24 480
FORWARD (position vendeur)						
Gaz naturel	(2 484 165)	(43 747)	(23 555)	(55 017)	14 291	(1 219 234)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(53 727)	(192)	(415)	(2 749)	42	(44 251)
CER EUA – CO ₂ ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position acheteur)						
Gaz naturel	25 363	238	714	266	(73)	139 170
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	1 603	-	-	81	(2)	9 374
OPTIONS (position vendeur)						
Gaz naturel	(24 374)	(45)	-	(447)	(33)	(251 546)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(7 556)	-	-	(381)	15	(14 911)

(1) En kilos de quotas de CO₂.

17.3 Couverture des risques assurables

Sur la base de l'identification des risques assurables (notamment ceux concernant les biens de l'entreprise ainsi que les dommages occasionnés aux tiers y compris environnementaux), ENGIE SA a mis en place une politique de transfert systématique des risques significatifs. Ainsi, les polices d'assurance contractées présentent des niveaux de couverture élevés afin de limiter l'impact financier sur les comptes du Groupe en cas de sinistre.

Par ailleurs, pour garantir l'homogénéité des couvertures mises en place, la gestion des assurances est centralisée au niveau du Groupe. Ceci a notamment permis d'intégrer les nouveaux projets des filiales dans les contrats existants et de pleinement jouer le rôle de prescripteur pour les filiales contrôlées majoritairement.

NOTE 18 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

RÉCAPITULATIF DES ENGAGEMENTS

En millions d'euros	Régime des IEG		Régime hors IEG		Total	
	Au 31 déc. 2019 ⁽¹⁾	Au 31 déc. 2018	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2018	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2018
Retraite	2 233	2 015	296	281	2 529	2 296
Régime	2 233	2 015	296	281	2 529	2 296
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	283	276	27	27	310	304
Avantage en nature énergie et eau	157	163	5	5	162	168
Indemnités de fin de carrière	52	48	-	-	52	48
Indemnités de secours immédiat	59	51	-	-	59	51
Autres ⁽²⁾	15	14	22	22	37	36
Autres engagements envers le personnel	85	79	-	-	85	79
Pensions d'invalidité et autres	77	71	-	-	77	71
Médailles du travail	8	8	-	-	8	8
TOTAL	2 601	2 371	323	308	2 925	2 679

(1) Dont 103 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (cf. Note 18.4).

(2) Indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime de complémentaire santé ex-SUEZ.

HYPOTHÈSES ACTUARIELLES

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

Régime des IEG	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Taux d'actualisation	1,31%	2,06%	1,31%	2,07%	1,01%	1,75%	1,24%	2,06%
Taux d'inflation	1,78%	1,82%	1,78%	1,82%	1,78%	1,82%	1,78%	1,82%
Durée résiduelle de service	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans

Régime hors IEG	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Ex-SUEZ								
Taux d'actualisation	0,92%	1,50%					0,92%	1,50%
Taux d'inflation	1,78%	1,80%					1,78%	1,80%
Durée résiduelle de service								

Régime hors IEG	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Ex-Cie Financière								
Taux d'actualisation	0,92%	1,50%		1,50%			0,92%	1,50%
Taux d'inflation	1,78%	1,80%		1,80%			1,78%	1,80%
Durée résiduelle de service		2 ans						2 ans

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 17%.

18.1 Retraites

Les principaux régimes à prestations définies en vigueur chez ENGIE SA sont :

- d'une part, les pensions dues dans le cadre du régime spécial de retraite des Industries Électriques et Gazières (IEG) ;
- d'autre part, les régimes repris suite à la fusion-absorption de Suez par ENGIE SA :
 - le régime de retraite complémentaire de 1953, régime fermé depuis le 31 décembre 1988,
 - les régimes, fermés à ce jour, de l'ex-Compagnie de SUEZ (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière),
 - le régime de retraite complémentaire cadres supérieurs, commun à l'ensemble des sociétés de l'eau (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière).

Pensions du régime des IEG

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIIEG). La CNIIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget. Les conditions de détermination de droits à la retraite, fixées par le statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes.

Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005, soit pour ENGIE SA 3,25% des engagements «droits spécifiques passés» de l'ensemble des entreprises des IEG.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

Mode de calcul des engagements de retraite

Les engagements d'ENGIE SA sont déterminés selon une méthode actuarielle conformément au mode de calcul des engagements présenté dans la recommandation de l'ANC du 7 novembre 2013 (2013-02). Cette méthode, dite des «unités de crédit projetées», repose sur des lois de projection portant notamment sur les salaires de fin de carrière, les âges de départ à la retraite, l'évolution des effectifs de retraités et les reversions de pensions.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- évaluation sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- détermination pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG ou, s'agissant des régimes ex-SUEZ, pour l'ensemble des salariés et retraités bénéficiaires de ces régimes ;
- les écarts actuariels sont immédiatement pris en compte.

18.2 Les autres avantages au personnel

En complément des retraites, d'autres avantages sont donnés aux actifs et aux inactifs des IEG :

- Avantages postérieurs à l'emploi :
 - l'avantage en nature énergie,
 - les indemnités de fin de carrière,
 - les congés exceptionnels de fin de carrière,
 - le régime des capitaux décès,
 - le régime aide aux frais d'études ;
- Avantages à long terme :
 - les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles,
 - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
 - les médailles du travail,
 - l'aide bénévole amiante.

Par ailleurs, les retraités d'ex-SUEZ bénéficient des avantages suivants au titre des avantages postérieurs à l'emploi : une prime eau et un régime de complémentaire santé.

La méthode retenue pour évaluer les engagements est celle des «unités de crédit projetées».

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents (actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie. Cet avantage recouvre la fourniture de gaz et d'électricité à tarif préférentiel.

L'engagement relatif à la fourniture de gaz aux agents d'ENGIE SA et d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la valeur probable du prix de l'accord d'échange d'énergie avec EDF.

18.2.2 Les indemnités de fin de carrière

Depuis le 1^{er} juillet 2008, les agents (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent) perçoivent, lors de leur départ en retraite, une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

18.2.3 Les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles reversions.

18.3 Variation de la valeur actualisée des engagements

En millions d'euros	Régime des IEG						Régime hors IEG						Total	
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme			
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	2 015	2 156	276	298	79	89	281	267	27	29	-	-	2 679	2 839
Impacts fusion et filialisations	-	(6)	-	(2)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(9)
Coût des services passés : modifications de régimes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	26	33	7	7	12	11	-	-	-	-	-	-	44	52
Charges d'intérêt sur obligation	39	41	6	6	1	1	4	4	-	-	-	-	51	53
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	242	(119)	(6)	(30)	-	(15)	10	26	1	-	-	-	247	(139)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) ⁽¹⁾	(89)	(89)	-	(3)	(7)	(7)	(9)	(16)	(2)	(2)	-	-	(106)	(116)
Autres	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-	-	9	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	2 233	2 015	283	276	85	79	297	281	26	27	-	-	2 924	2 679

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 106 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 116 millions d'euros au 31 décembre 2018.

18.4 Provisions

ENGIE SA provisionne à la clôture de l'exercice les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité en cours de service et les prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière). Figure également au passif d'ENGIE SA une provision pour retraite et autres avantages apportés par SUEZ lors de la fusion-absorption en 2008. Ces provisions sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements

correspondants provisionnés au 31 décembre 2007. Elles ne font plus l'objet ni de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés, ni de désactualisation.

Au 31 décembre 2019, ENGIE SA a provisionné 103 millions d'euros, contre 98 millions d'euros en 2018, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 5 millions d'euros.

ÉVOLUTION DES PROVISIONS SUR ENGAGEMENTS SOCIAUX

En millions d'euros	Régime des IEG						Régime hors IEG						Total	
	Retraite ⁽¹⁾		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾		Avantages long terme ⁽³⁾		Retraite ⁽¹⁾		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾		Avantages long terme ⁽³⁾			
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture (provisionnée)	-	-	12	13	79	80	6	7	1	3	-	-	98	103
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Coût des services rendus de la période	-	-	1	1	12	11	-	-	-	-	-	-	13	12
Charges d'intérêt sur obligation	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	1	1
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	-	-	1	-	(1)	(5)	-	-	-	-	-	-	-	(5)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	-	-	(1)	(2)	(7)	(7)	(1)	(1)	(1)	(2)	-	-	(10)	(12)
Autres	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture (provisionnée)	-	-	13	12	85	79	5	6	-	1	-	-	103	98

(1) En 2019, comme en 2018, il s'agit exclusivement des engagements de retraite hors IEG.

(2) Indemnités congés exceptionnels (13 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-SUEZ et prime eau nulle au 31 décembre 2019.

(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (50 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (24 millions d'euros), d'amiante (3 millions d'euros) et médailles du travail (8 millions d'euros).

18.5 Contrats d'assurance

ENGIE SA a souscrit auprès de diverses compagnies d'assurances des contrats de couverture des retraites et des indemnités de fin de carrière. Des versements ont été effectués en 2019 par ces fonds assurantiels pour un montant de 83 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 823 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 1 775 millions d'euros au 31 décembre 2018.

18.6 Variation de la juste valeur des actifs de couverture

En millions d'euros	Régime des IEG						Régime hors IEG						Total	
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme			
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 544	1 696	22	27	-	-	209	214	-	-	-	-	1 775	1 937
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Rendement attendu des actifs	31	33	-	-	-	-	4	3	-	-	-	-	35	36
Primes nettes de frais de gestion	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	1	1
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	84	(119)	1	(2)	-	-	39	6	-	-	-	-	124	(115)
Prestations payées pour les actifs de couverture	(65)	(66)	-	(2)	-	-	(16)	(15)	-	-	-	-	(81)	(83)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 594	1 544	23	22	-	-	237	209	-	-	-	-	1 854	1 775

INFORMATION RELATIVE AU RENDEMENT DES ACTIFS

	Régime des IEG						Régime hors IEG					
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Rendement réel des actifs de couverture	8,8%	-5,2%	8,8%	-5,2%	0,0%	0,0%	2,9%	2,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Le taux de rendement réel des actifs retenu pour l'exercice 2019 est de 8,79% pour les actifs de couverture retraite et également pour les autres actifs du régime des IEG.

Le taux de rendement réel attendu des actifs retenu pour l'exercice 2019 est de 2,86% pour les actifs de couverture retraite pour les actifs du régime hors IEG.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2019	2018	2019	2018
Placements actions	30%	28%	9%	8%
Placements obligataires	65%	67%	82%	82%
Autres (y compris monétaires)	5%	5%	9%	9%
	100%	100%	100%	100%

Les contrats d'assurance collectifs sur la vie contractés auprès d'assureurs pour couvrir les passifs sociaux IEG retraite et indemnités de fin de carrière sont gérés en unités de compte. Ces contrats sont ouverts à ENGIE SA et aux filiales du Groupe adhérentes à «la convention de gestion du passif social du Groupe». Les contrats peuvent être investis marginalement dans des instruments financiers émis par ENGIE SA, principalement des actions.

Compte tenu des unités de compte revenant à ENGIE SA dans les différents contrats, la part des actifs de couverture investis en instruments financiers émis par ENGIE SA au 31 décembre 2019 s'élève à 3 millions d'euros soit moins de 1% de la valeur totale des fonds à cette date. Les actifs de couverture ne sont pas investis dans des biens immobiliers occupés ou dans d'autres actifs utilisés par ENGIE SA.

18.7 Régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Les salariés relevant du régime des IEG bénéficient par ailleurs, d'un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies mis en place en 2009. Les cotisations patronales versées à ce titre s'élevaient à 4,8 millions d'euros en 2019 contre 5 millions d'euros en 2018.

NOTE 19 Litiges

19.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le Tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre de la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

19.2 Commissionnement

Dans le cadre d'un différend opposant GRDF à des fournisseurs de gaz, la Cour d'appel de Paris, dans un arrêt du 2 juin 2016 rendu contre une décision du Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS) de septembre 2014, a considéré que la prestation d'acheminement rendue au bénéfice des fournisseurs devait et aurait dû, depuis l'ouverture du marché, être rendue au bénéfice des clients finals. Jusqu'à ces décisions, seule la prestation de livraison était effectuée par le distributeur au profit des clients finals et faisait l'objet d'une rémunération des fournisseurs pour la gestion clientèle en raison de l'existence du contrat unique.

En raison du fait que le fournisseur assure désormais la gestion clientèle relative aussi à l'acheminement du gaz pour le compte du distributeur, le fournisseur devient l'intermédiaire du distributeur auprès du client final pour les prestations de livraison et d'acheminement. Le schéma des relations contractuelles a ainsi totalement été modifié et a pour conséquences que (i) le risque des impayés des clients finals

correspondant à la part «acheminement» du contrat de fourniture devait être supporté par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) et non par le fournisseur de gaz, (ii) et que les prestations de gestion de clientèle relative aux prestations de livraison et d'acheminement (la distribution), réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du GRD. La Cour d'appel de Paris a ainsi enjoint à GRDF de mettre ses contrats d'acheminement en conformité avec ces principes et a renvoyé au CoRDIS le soin d'évaluer le montant de la prestation de gestion clientèle. GRDF a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel.

En mars 2018, la Cour de cassation a renvoyé à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) la question de savoir si le droit de l'Union européenne imposait que le CoRDIS puisse prendre des décisions à caractère rétroactif. L'avocat général de la CJUE a déposé ses conclusions en mai 2019. La CJUE a rendu son arrêt le 19 décembre 2019 considérant que rien dans la Directive Gaz (Directive 2009/73/CE) n'interdisait à une autorité de règlement des différends de prendre des décisions emportant des effets de nature rétroactive au regard de la date du différend. La Cour de cassation, suite à l'arrêt de la CJUE, a prévu une audience en avril 2020. L'arrêt de la Cour de cassation pourrait intervenir avant la fin du premier semestre 2020.

19.3 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le Tribunal administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative de Versailles en mai 2019. Des échanges de mémoire entre les parties sont en cours.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1^{er} février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001 et des instances sont encore en cours devant les juridictions d'appel pour les demandes de remboursement afférentes aux exercices 2002/2003/2004.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

19.4 Projet de construction d'un terminal GNL en Uruguay

En 2013, GNLS SA, filiale commune de Marubeni et ENGIE, a été sélectionnée pour la construction d'un terminal GNL flottant en Uruguay. Le 20 novembre 2013, GNLS a confié le design et la construction du terminal à Construtora OAS SA. Suite à de nombreux dysfonctionnements et malfaçons, GNLS a résilié le contrat en mars 2015 et fait appel aux garanties. OAS a contesté la résiliation du contrat mais n'a pas entrepris d'action contre GNLS. OAS a fait faillite en Uruguay le 8 avril 2015. En septembre 2015, le projet a été terminé de commun accord entre GNLS et les autorités.

Le 24 mai 2017, OAS a appelé GNLS en conciliation devant les tribunaux uruguayens. La conciliation n'a pas abouti. OAS a alors

menacé GNLS de lui réclamer des dommages et intérêts devant les juridictions uruguayennes.

Le contrat prévoyant la résolution des différends par le biais d'un arbitrage avec siège à Madrid, sous l'égide de la Chambre de commerce internationale (CCI), et GNLS ayant souffert des dommages importants du fait de la résiliation du contrat, GNLS a déposé une requête d'arbitrage le 22 août 2017, réclamant un montant au principal de 373 millions de dollars américains. OAS a répliqué par une citation devant le Tribunal de commerce de Montevideo, demandant pour sa part des dommages et intérêts à hauteur de 311 millions de dollars américains ; ENGIE a été formellement cité dans cette procédure le 5 décembre 2018. Les deux procédures sont pendantes.

NOTE 20 Éléments relatifs aux parties liées

Toutes les transactions significatives effectuées par ENGIE SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R. 123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2019 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2018. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 administrateurs (contre 4 sur un total de 19 administrateurs auparavant).

L'État détient 34,23% des droits de vote théoriques (ou 34,47% des droits de vote exerçables) contre 34,51% à fin décembre 2018.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE («Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises») a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente («TRV») de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat («LEC») promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1^{er} juillet 2023.

Relations avec EDF

Gaz de France et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1^{er} juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA (ex-ERDF SA), filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1^{er} janvier 2007 et au 1^{er} janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 18 «Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel».

NOTE 21 Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif

Les rémunérations de toutes natures (salaires bruts, primes, intéressement et avantages en nature y compris charges patronales afférentes) versées en 2019 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 20 millions d'euros.

D'autre part, les avantages postérieurs à l'emploi, pour ces mêmes personnes, s'élèvent à 39 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Les membres du Conseil d'Administration élus par l'Assemblée Générale, à l'exception des dirigeants mandataires sociaux, des administrateurs du service public élus sur proposition de l'État et de l'administrateur représentant les salariés actionnaires, reçoivent des jetons de présence ; leur montant est de 0,8 million d'euros pour 2019.

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtés au 31 décembre 2019.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

Les seuils dont les franchissements sont présentés dans cette note sont de 10% et 50% correspondant aux pourcentages de détention à partir desquels une entité détenue devient respectivement une participation et une filiale selon le Code de commerce.

CESSIONS TOTALES OU PARTIELLES

	% au 31 déc. 2018	% au 31 déc. 2019	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres cédés (en euros)	Secteur d'activité
Filiales ⁽¹⁾						
SPEED REHAB (ex-ENGIE Invest 65)	100%	-		X	4 177 303	Immobilier
ENGIE BIOGAZ	50%	-	X		18 500	Énergie renouvelable
Participations ⁽²⁾						
CAP VERT BIOENERGIE DE BREUILH	49%	-	X		49 000	Énergie renouvelable
Ceren GIE	11%	-		X	12 193	Cabinet d'études

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%.

(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

ACHATS TOTAUX OU PARTIELS

	% au 31 déc. 2018	% au 31 déc. 2019	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus (en euros)	Secteur d'activité
Filiales ⁽¹⁾						
	-	-			-	
Participations ⁽²⁾						
L'Institut de l'Économie Positive	-	10,71%		X	300 005	Conseil

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%.

(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices

	2019	2018	2017	2016	2015
Capital en fin d'exercice					
Capital social (en euros)	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre d'actions émises	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre maximum d'actions futures à créer					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	-	-	-	4 775 429	10 777 079
Opérations et résultat de l'exercice (en millions d'euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	17 282	27 833	20 585	17 939	19 891
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	378	2 960	2 431	245	391
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(377)	(549)	(1 001)	(672)	(540)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	(196)	1 102	1 421	448	268
Montant des dividendes distribués (y compris part des actions propres) ⁽¹⁾	1 948	2 718	1 700	2 416	2 414
Résultat par action (en euros)					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,31	1,44	1,41	0,38	0,38
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	(0,08)	0,45	0,58	0,18	0,11
Dividende versé par action ⁽¹⁾	0,80	1,12	0,70	1,00	1,00
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice ⁽²⁾	4 534	4 400	4 873	5 182	5 461
Montant de la masse salariale de l'exercice	273	289	317	332	343
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraite, œuvres sociales...)	197	362	269	256	262

(1) Soumis à l'approbation du Conseil d'Administration.

(2) L'effectif moyen salarié s'élève, en 2019, à 4 534 contre 4 740 en 2018 (les salariés en CDI non statutaires, en CDD et les alternants ont été considérés dans les effectifs contrairement à l'année 2018).

Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019 de verser un dividende unitaire de 0,80 euro par action, soit un montant total de 1 948 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2019. Ce dividende unitaire proposé de 0,80 euro par action sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de 2 ans au 31 décembre 2019 et maintenue jusqu'à la date de mise en paiement du dividende.

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2019

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2019, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé (dit « en compteur »)

[notes 1 et 13 de l'annexe aux comptes annuels]

Point clé de l'audit

Votre société procède à une estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteur en cours d'exercice comptable. En effet, les données de relève par compteur sont transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage avec la livraison, ce qui conduit votre société à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2019, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 1 626 M€.

Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période.

Les volumes ainsi estimés sont valorisés au « prix moyen de l'énergie ». Celui-ci tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur.

Compte tenu des montants en jeu et de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses de volumes et de prix moyens de l'énergie retenues, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires livré et non relevé à la date de clôture comme un point clé de l'audit.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1^{er} janvier 2019 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014 ou par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Notre réponse

Les travaux que nous avons effectués ont principalement consisté à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ;
- évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiné les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste dans notre équipe d'audit.

Nous avons également :

- comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par votre groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ;
- contrôlé que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période, prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ;
- analysé la cohérence des volumes livrés avec le Bilan énergie, qui correspond à la réalité physique des opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) et de ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux, préparé par votre société ;
- apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ;
- apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture.

Evaluation des titres de participation*[notes 1 et 4 de l'annexe aux comptes annuels]***Point clé de l'audit**

Les titres de participation s'élevaient à 74 853M€ au 31 décembre 2019 (67 564M€ en valeur nette) et incluent la quote-part du mali technique issu de la fusion-absorption de la société SUEZ par la société Gaz de France en 2008 qui leur est affectée pour 285 M€.

Les titres de participation acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés.

Comme indiqué dans la section « Immobilisations financières » de la note 1 de l'annexe aux comptes annuels, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable des titres pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable à leur valeur d'utilité, si celle-ci est inférieure.

La valeur d'utilité est déterminée notamment par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, ou à la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des 20 derniers cours de Bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (« *Discounted Cash Flow* » ou « *Dividend Discount Model* »), et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.

Comme indiqué dans la note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, les flux de trésorerie attendus proviennent du budget 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 approuvés par votre Comité Exécutif et votre Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'extrapolations établies à partir d'hypothèses macroéconomiques et de projections de prix issues du scénario de référence à long terme de votre Groupe pour la période 2023-2040 approuvé en décembre 2019 par votre Comité Exécutif.

Tel que mentionné dans la note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, les dépréciations constatées à hauteur de 1 643 M€ en 2019 portent notamment sur les titres de participation dans la société Electrabel (1 581 M€).

L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu de leur importance au bilan (77 % du total actif) et en raison des jugements nécessaires à l'estimation de leur valeur d'utilité.

Notre réponse

Nous avons apprécié les procédures d'approbation des estimations par la Direction.

Nous avons examiné les principales données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination des valeurs d'utilité, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et vérifié les calculs effectués par votre société avec, pour les sujets les plus complexes, l'aide de nos experts en évaluation. Nos travaux ont notamment consisté à :

- examiner les méthodes d'évaluation retenues pour estimer les valeurs d'utilité ;
- apprécier la cohérence des hypothèses du scénario de référence à long terme de votre Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO₂, du charbon et du pétrole, inflation) avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;
- apprécier la cohérence des hypothèses opérationnelles et réglementaires propres à chacune des entités retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie ;
- examiner les modalités de détermination des taux d'actualisation et apprécier leur cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, avec l'aide de spécialistes internes ;
- apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes annuels ;
- s'agissant des modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels :
 - apprécier la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence du Groupe ;
 - apprécier la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché.

Evaluation des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux*[notes 1, 10 et 19 de l'annexe aux comptes annuels]***Point clé de l'audit**

Votre société est engagée dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges, procédures au titre de la concurrence, contentieux et enquêtes, avec des tiers ou des autorités judiciaires et/ou administratives y compris fiscales, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation.

Les principaux litiges pouvant avoir un impact significatif sur votre société sont comptabilisés en tant que passifs ou constituant, selon les cas, des passifs éventuels.

Nous avons considéré ce sujet comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et du niveau de jugement requis pour la détermination des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux dans des contextes réglementaires multiples et en constante évolution.

Notre réponse

Nos travaux ont principalement consisté à :

- examiner les procédures mises en œuvre par votre société afin d'identifier et recenser l'ensemble des risques et litiges ;
- corroborer ces analyses aux confirmations obtenues des avocats ;
- apprécier l'analyse de la probabilité d'occurrence des risques effectuée par votre société ainsi que les hypothèses sur la base desquelles les provisions ont été estimées, au regard de la documentation correspondante et, le cas échéant, des consultations écrites des conseils externes de votre société. Nous avons également recours à nos experts pour les analyses les plus complexes ;
- apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes annuels.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'Administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D. 441-4 du Code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans la section du rapport de gestion du Conseil d'Administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-3 et L. 225-37-4 du Code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés ou attribués aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des entreprises contrôlées par elle qui sont comprises dans le périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-5 du Code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre assemblée générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES et du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2019, nos cabinets étaient dans la douzième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la Direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies

significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'Administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;

- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 10 mars 2020

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Olivier Broissand Patrick E. Suissa

ERNST & YOUNG et Autres

Charles-Emmanuel Chosson Stéphane Pédrón

6

Informations financières

7

Informations complémentaires

7.1	Informations générales concernant ENGIE et ses statuts	398	7.3	Litiges et arbitrages - Concurrence et concentrations	400
7.1.1	Raison sociale et nom commercial	398	7.4	Documents accessibles au public	401
7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	398	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	402
7.1.3	Date de constitution et durée de vie	398	7.6	Table de conversion, unités de mesure, sigles et acronymes, et glossaire	403
7.1.4	Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet	398	7.7	Table de concordance	409
7.1.5	Objet social	398			
7.1.6	Exercice social	399			
7.2	Contrats importants	400			

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts

7.1.1 Raison sociale et nom commercial

La Société a pour raison sociale et nom commercial : ENGIE.

7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI

ENGIE est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 542 107 651.

Son code APE est le 3523Z.

Son identifiant d'entité juridique (code LEI) est le suivant : LAXUQCHT4FH58LRZDY46.

Le nom de l'action cotée en bourse est ENGIE et son code mnémonique «ENGI».

7.1.3 Date de constitution et durée de vie

La Société a une durée s'achevant le 17 novembre 2103, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet

Le siège social est situé : 1, place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie, France.

Téléphone du siège social : +33 1 44 22 00 00

Site internet : www.engie.com

Les informations figurant sur le site internet de la Société ne font pas partie intégrante du présent document, hormis si elles y sont incorporées par référence.

ENGIE est une société anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions législatives et réglementaires applicables aux sociétés commerciales de forme anonyme, sous réserve des lois spécifiques régissant la Société, et a ses statuts.

7.1.5 Objet social

Au terme de l'article 2 des statuts, ENGIE a actuellement pour objet la gestion et la mise en valeur de ses actifs présents et futurs, en tous pays, par tous moyens, et notamment de :

- prospecter, produire, traiter, importer, exporter, acheter, transporter, stocker, distribuer, fournir, commercialiser du gaz combustible, de l'électricité ainsi que toute énergie ;
- réaliser le négoce de gaz, d'électricité ainsi que de toute énergie ;
- fournir des services de manière connexe aux activités précitées ;
- assurer les missions de service public qui lui sont assignées par la législation et la réglementation en vigueur, en particulier par le Code de l'énergie, la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ;
- étudier, concevoir et mettre en œuvre tous projets et tous travaux publics ou privés pour le compte de toutes collectivités et

particuliers ; préparer et conclure tous traités, contrats et marchés se rapportant à l'exécution de ces projets et de ces travaux ;

- participer directement ou indirectement à toutes opérations ou activités de toute nature pouvant se rattacher à l'un des objets précités, ou de nature à assurer le développement du patrimoine social y compris des activités de recherche et d'ingénierie, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt et de participations, sous quelque forme que ce soit, dans toutes entreprises ou sociétés, existantes ou à créer, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- créer, acquérir, louer, prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, prendre à bail, installer, exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- prendre, acquérir, exploiter, concéder ou céder tous procédés, brevets et licences de brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;

- obtenir, acquérir, prendre à bail et exploiter, principalement au travers de filiales et participations, toutes concessions et entreprises relatives à l'alimentation des villes en eau potable ou industrielle, à l'évacuation et à l'épuration des eaux usées, aux opérations de dessèchement et d'assainissement, à l'irrigation et à l'établissement de tous ouvrages de transport, de protection et de retenue d'eau ainsi que toutes activités de vente et de service aux collectivités et aux particuliers dans l'aménagement des villes et la gestion de l'environnement ;
- et plus généralement réaliser toutes opérations et activités de toute nature, industrielle, commerciale, financière, mobilière ou immobilière, y compris de services notamment l'intermédiation d'assurance comme mandataire ou mandataire délégué, à titre de complément ou autonome, ou de recherche, ces opérations et activités se rattachant

directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires, complémentaires ou connexes ainsi qu'à ceux de nature à favoriser le développement des affaires de la Société.

Une actualisation de l'objet social est apparue nécessaire afin que celui-ci corresponde mieux aux activités actuelles de la Société et tourné vers la transition énergétique.

En conséquence, il sera proposé à l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020 de modifier l'article 2 relatif à l'objet de la Société.

C'est dans ce même article 2 que, sous réserve du vote favorable de ladite Assemblée Générale, sera insérée la raison d'être d'ENGIE (voir à ce sujet notamment la Section 4.1.2.3).

7.1.6 Exercice social

La Société a un exercice social d'une durée de 12 mois qui débute le 1^{er} janvier et s'achève le 31 décembre de chaque année.

7.2 Contrats importants

Les principaux contrats du Groupe, autres que les contrats conclus dans le cadre normal des affaires, sont les suivants :

Contrats finalisés en 2018 :

- Contrat de cession des activités d'exploration-production à Neptune Energy – voir Document de Référence 2018 - voir Section 6.2 Comptes consolidés Note 5.1.2.
- Contrat de cession des activités dans le gaz naturel liquéfié à Total – voir Document de Référence 2018 (voir Section 6.2 Comptes consolidés Note 5.1.4).

Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2018 et finalisés en 2019 :

- Contrat de cession de la participation d'ENGIE dans la société Glow en Thaïlande à Global Power Synergy Public Company Ltd. - voir Section 6.2 Comptes consolidés Note 4.1.1.

Contrats finalisés en 2019 :

- Contrat d'acquisition d'une participation de 90% dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) au Brésil – voir Section 6.2 Comptes consolidés Note 4.3.1.

Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2019 :

- Contrat d'acquisition, via un consortium en partenariat avec Crédit Agricole Assurances et Mirova (filiale de Natixis Investment Managers), du portefeuille hydroélectrique de 1,7 GW d'EDP au Portugal – voir Section 6.2 Comptes consolidés Note 4.3.2.

Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2019 :

néant

Contrats d'emprunts et de financement :

Voir Section 6.4 Comptes sociaux Note 11 - 11.2.1 & 11.2.2 et Section 6.2 Comptes consolidés Notes 16.3 et 18.2.

7.3 Litiges et arbitrages – Concurrence et concentrations

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de litiges et arbitrages d'une part et, d'autre part, fait l'objet d'enquêtes et procédures au titre du droit de la concurrence, dont les principaux sont présentés dans la Note 25 de la Section 6.2 «Comptes consolidés» et dans la Note 19 de la Section 6.4 «Comptes sociaux».

Ci-après figure une actualisation à la date du présent document d'enregistrement universel des informations contenues dans la note dite 25 :

- Concernant la reprise et la prolongation de l'exploitation des unités nucléaires (note 25.3.1), la Cour constitutionnelle belge a rendu son arrêt le 5 mars 2020, par lequel elle annule la loi belge prolongeant la durée de vie des unités nucléaires de Doel 1 et de Doel 2 en ce qu'elle a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises. La Cour accepte cependant

que les effets de la loi soient maintenus jusqu'à fin 2022 afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. Les unités de Doel 1 et Doel 2 peuvent donc continuer à être exploitées le temps de la régularisation. Il appartient maintenant à l'Etat belge de procéder à la régularisation de la situation dans ce délai.

- Le 29 février 2020, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une enquête en matière d'aide d'état sur le dispositif de régulation du stockage mis en place au 1^{er} janvier 2018 pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France. Le Groupe va transmettre tous les éléments nécessaires à la Commission pour faire valoir ses analyses, dans le cadre de l'enquête approfondie que cette dernière mène en vue de formuler une décision finale. L'ouverture de cette procédure ne préjuge en rien de l'issue de l'enquête, dont on ne peut évaluer le dénouement à ce stade.

7.4 Documents accessibles au public

Les documents relatifs à ENGIE devant être mis à la disposition du public (les statuts, les rapports, les informations financières historiques d'ENGIE, ainsi que des filiales du Groupe incluses ou visées dans le présent Document d'enregistrement universel et celles relatives à chacun des deux exercices précédant le dépôt du présent Document d'enregistrement universel) pourront être consultés au siège social d'ENGIE pendant toute la durée de la validité du présent Document d'enregistrement universel. Ces documents peuvent également être obtenus en format électronique sur le site internet d'ENGIE

(www.engie.com) et, pour certains d'entre eux, sur le site de l'AMF (amf-france.org).

Le Document d'enregistrement universel d'ENGIE est traduit en anglais.

Outre le présent Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'AMF, le Groupe publie annuellement un Rapport intégré.

Les documents publiés sur le site internet sont disponibles sans frais auprès d'ENGIE, 1 place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie, France.

7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel

Personne responsable du Document d'enregistrement universel

Claire Waysand, Directeur Général.

Attestation du responsable du Document d'enregistrement universel contenant le rapport financier annuel

«J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent Document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste que, à ma connaissance, les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion, dont les différentes rubriques sont mentionnées dans le Chapitre 7 du présent Document d'enregistrement universel, présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquelles elles sont confrontées.»

Courbevoie, le 18 mars 2020

Le Directeur Général

Claire Waysand

7.6 Table de conversion, unités de mesure, sigles et acronymes, et glossaire

TABLE DE CONVERSION

1 kWh	0,09 m ³ de gaz naturel (soit 1 m ³ de gaz = 11 kWh)
1 GWh	91 000 m ³ de gaz naturel
1 TWh ou 1 milliard de kWh	91 millions de m ³
1 milliard de m ³ de gaz	6,2 millions de barils équivalent pétrole (Mbep)

Les unités de conversion mentionnées ci-dessus sont celles couramment utilisées par les professionnels du secteur de l'énergie. Elles sont fournies à titre purement indicatif dans ce document.

UNITÉS DE MESURE

A	Ampère
Bar	Unité de mesure de la pression des fluides, notamment du gaz naturel (1 bar : 105 Pascal)
Bep	Baril équivalent pétrole (1 baril = 159 litres)
G	Giga (milliard)
GBq	Giga becquerel
Gm ³	Giga m ³ (milliard de mètres cubes)
GW	Gigawatt (milliard de watts)
GWh	Gigawattheure (million de kilowattheures)
GWhéq	GWh équivalent électrique
J	Joule
k	Kilo (mille)
kW	Kilowatt (mille watts)
kWh	Kilowattheure (mille wattheures)
m	Mètre
m ²	Mètre carré
m ³	Mètre cube
M	Méga (million)
Mbep	Million de barils équivalent pétrole
Mtpa	Million de tonnes par an
MW	Mégawatt (million de watts)
MWc	Mégawatt crête (unité de mesure de puissance des installations solaires photovoltaïques)
MWe	Mégawatt électrique
MWh	Mégawattheure (mille kilowattheures)
T	Téra (mille milliards)
TBq	Téra becquerel
t/h	Tonne par heure
TWh	Térawattheure (milliard de kilowattheures)
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattheure

SIGLES ET ACRONYMES

ACP	Autorité de Contrôle Prudentiel des établissements bancaires
AGM	Assemblée Générale Mixte
AMF	Autorité des marchés financiers
ATRD	Accès des Tiers au Réseau de Distribution – voir Glossaire
BAR	Base d'Actifs Régulés – voir Glossaire
BtoB	<i>Business to Business</i> (clientèle d'entreprises)
BtoC	<i>Business to Consumer</i> (clientèle de particuliers)
BtoT	<i>Business to Territories</i> (clientèle de villes et territoires)
BU	<i>Business Unit</i> (unité opérationnelle)
Capex	<i>Capital expenditures</i> (dépenses d'investissement)
CEE	Comité d'Entreprise Européen
CEE	Certificat d'économie d'énergie
CSE	Comité social et économique
CER	<i>Certified Emission Reduction</i> (certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre) – voir Glossaire
CNIL	Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés
CO ₂	Dioxyde de carbone
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie – voir Glossaire
DBSO	<i>Design Build Sell Operate</i> – voir Glossaire
DBpSO	<i>Design Build partial Sell Operate</i> – voir Glossaire
EBITDA	<i>Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization</i> – voir Glossaire
E&P	Exploration-production d'hydrocarbures
EMAS	<i>Eco Management and Audit Scheme</i> (Système de Management Environnemental et d'Audit) – voir Glossaire
EMTN	<i>Euro Medium Term Notes</i> (bons à moyen terme négociables)
ENR	Énergies Renouvelables : éolien, solaire, hydraulique...
ERM	<i>Enterprise Risk Management</i> (gestion des risques de l'entreprise)
EUA	<i>European Union Allowance</i> (droits d'émission européens)
FM	<i>Facility management</i> – voir Glossaire
GES	Gaz à Effet de Serre – voir Glossaire
GIE	Groupement d'intérêt économique
GNV	Gaz Naturel Véhicule – voir Glossaire
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié – voir Glossaire
IAS	<i>International Accounting Standards</i> (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB jusqu'en 2002)
IASB	<i>International Accounting Standards Board</i>
IEG	Industries Électriques et Gazières – voir Glossaire
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i> (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB depuis 2002)
IG	Intégration Globale
INCOME	<i>Internal Control Management Efficiency</i> (programme de contrôle interne du groupe ENGIE)
IoT	<i>Internet of things</i> (internet des objets)
IP	Intégration Proportionnelle
IPP	<i>Independent Power Producer</i> (producteur indépendant d'électricité) – voir Glossaire
ISO	International Organization for Standardization – voir Glossaire
MEE	Mise en équivalence
NOx	Oxyde d'azote
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques
ONG	Organisation Non Gouvernementale
OPCVM	Organismes de Placement Collectif de Valeurs Mobilières
Opex	<i>Operating expenses</i> (charges d'exploitation)
PEG	Plan d'Épargne Groupe
PME	Petites et Moyennes Entreprises
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> (contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme)
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Énergie
PSI	Prestataire de Services d'Investissement – voir Glossaire
PV	Photovoltaïque

R&D	Recherche et Développement
RH	Ressources humaines
ROCE	<i>Return on capital employed</i> (rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique)
ROE	<i>Return on equity</i> (rentabilité des capitaux propres)
RSE	Responsabilité Sociétale d'Entreprise
SO ₂	Dioxyde de soufre
SRV	<i>Shuttle Regasification Vehicle</i> (méthanier équipé de regazéificateurs embarqués qui peut se connecter à une bouée sous-marine, ce qui lui permet d'émettre le GNL regazéifié directement sur un réseau de gazoducs)
TGV	Turbine Gaz-Vapeur (ou CCGT pour Combined Cycle Gas Turbine)
TMO	Taux Mensuel Obligatoire
TSR	<i>Total Shareholder Return</i> – voir Glossaire
UE	Union européenne
VaR	<i>Value at Risk</i> (valeur à risque) – voir Glossaire
VPP	Virtual Power Plant (capacité de production virtuelle) – voir Glossaire

GLOSSAIRE

Accès des Tiers au Réseau (ATR)	Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.
Actions en autocontrôle	Actions d'une société détenues par des filiales contrôlées par celle-ci. Ces actions sont privées de droits de vote.
Actions en auto-détention	Actions de la Société acquises par cette dernière, en vertu d'une autorisation donnée par l'Assemblée Générale. Ces actions sont privées de droits de vote.
Base d'Actifs Régulés (BAR)	La base d'actifs régulés est la valeur économique des actifs, reconnue par le régulateur, pour les actifs exploités par un opérateur d'infrastructures régulées.
Biogaz	Ensemble des gaz qui résultent de la fermentation des matières organiques (déchets, boues des stations d'épuration, etc...) dans un milieu en raréfaction d'air, tels que le méthane et le dioxyde de carbone. Cette fermentation est le résultat d'une activité bactérienne, naturelle ou contrôlée. À ce titre, le biogaz entre dans la catégorie des énergies renouvelables.
Biomasse	Masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Une partie de ce gisement peut être éventuellement exploitable à des fins énergétiques.
Branchement	Ouvrage de transport assurant la liaison entre le réseau de transport et un ou des postes de livraison, et destiné exclusivement ou principalement à l'alimentation d'un client ou d'un réseau de distribution. Le branchement fait partie du réseau.
BU Hydrogène	Entité en charge de concevoir des solutions énergétiques zéro carbone à base d'hydrogène renouvelable.
Canalisation de gaz	Conduite assurant le transport d'un gaz combustible.
Capacité de transport	Charge maximale admissible en permanence d'un moyen d'exploitation en tenant compte de la stabilité de ses paramètres de fonctionnement et de la chute de pression.
Centrale à cycle combiné à vapeur	Centrale électrique comprenant un générateur à turbine à gaz dont les gaz d'échappement alimentent une chaudière. La vapeur produite dans la chaudière entraîne un turbogénérateur.
Centrale thermique	Installation dans laquelle l'énergie chimique contenue dans des combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux est transformée exclusivement en énergie électrique à l'aide de chaudières et de turbines à vapeur.
<i>Certified Emission Reduction</i> (CER)	Certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre délivré à des industriels ayant investi dans des pays en voie de développement pour y réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les CER ne sont pas directement échangeables, mais restituables en lieu et place de quotas de CO ₂ , un CER équivalant alors à un quota.
Code Afep-Medef	Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées (en France), dans sa version publiée par l'Afep-Medef en janvier 2020.
Cogénération	Technique permettant, à partir d'un seul combustible qui peut être le gaz naturel, de produire simultanément de la chaleur (vapeur ou eau surchauffée ou mélange d'air et de produits de combustion) et de l'électricité.
Commercialisateur	Vendeur d'énergie à des tiers (client final, distributeur, etc...).
Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz – Belgique (CREG)	Organisme autonome, investi d'une mission de conseil après des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz. Par ailleurs, la CREG surveille et contrôle l'application des lois et réglementations. Un Conseil général, composé de représentants des gouvernements fédéral et régionaux, des organisations représentatives des travailleurs, des employeurs et des classes moyennes, des associations environnementales ainsi que des producteurs, des distributeurs et des consommateurs, supervise son fonctionnement.

Commission de Régulation de l'Énergie – France (CRE)	La Commission de Régulation de l'Énergie est une autorité administrative indépendante. Elle a été mise en place pour la régulation de l'électricité par la loi du 10 février 2000 et ses compétences ont été élargies au secteur du gaz par la loi du 3 janvier 2003. Elle a pour mission essentielle de veiller à la mise en œuvre effective de l'accès aux infrastructures électriques et gazières dans des conditions transparentes et non discriminatoires. Plus généralement, son rôle est de veiller au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité.
<i>Dark spread</i>	Marge brute d'une centrale à charbon, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le <i>dark spread</i> doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers...).
DBSO	<i>Design Build Sell Operate</i> : processus de développement de projet consistant à ce que le Groupe en prenne en charge la conception, la construction, la vente et l'exploitation. Dans la pratique, il peut être compliqué pour le développeur d'obtenir l'exploitation s'il vend la totalité de l'actif ; on parle alors de DBpSO avec pS pour <i>partial Sell</i> .
Dessalement	Procédé permettant de réduire la concentration en sels des eaux afin de les rendre propres à la consommation humaine ou animale ainsi que pour divers usages, notamment industriels.
Distribution	Les réseaux de distribution sont des ensembles d'ouvrages constitués principalement de canalisations à moyenne ou basse pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs qui ne sont pas raccordés directement au réseau principal ou à un réseau régional de transport.
Droits en nature des concédants	Le poste Droits en nature des concédants est un poste spécifique aux entreprises délégataires de services publics. Il est la contrepartie des immobilisations en concession inscrites à l'actif du bilan. Sa valorisation traduit l'obligation de remise gratuite au concédant, au terme du contrat, des immobilisations affectées au service public concédé, de sorte que, au terme d'un contrat donné, la valeur du poste Droits en nature des concédants est égale à la valeur nette comptable des immobilisations devant être remises au concédant.
EBITDA	L'EBITDA désigne communément les revenus d'une entreprise avant soustraction des intérêts, impôts, dotations aux amortissements et provisions sur immobilisations.
<i>EBITDA at Risk</i>	L' <i>EBITDA at Risk</i> mesure la perte potentielle d'EBITDA, à une probabilité donnée, sous l'effet de variations des prix et des volatilités, sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de portfolio management. Si l'horizon de temps considéré est d'un an calendaire et l'intervalle de confiance 95%, un EBITDA at Risk de 100 millions d'euros indique que la probabilité de perdre entre le 1 ^{er} janvier et le 31 décembre plus de 100 millions d'euros d'EBITDA du fait des variations de prix des commodités est de 5%.
Électricité verte	L'électricité verte est l'électricité certifiée produite à partir d'énergies renouvelables.
<i>Eco Management and Audit Scheme (EMAS)</i>	Système de Management Environnemental et d'Audit, fondé sur une certification ISO 14001 et une déclaration environnementale certifiée par des vérificateurs européens, approuvée par la Commission européenne et publiée.
<i>Facility management</i>	Ensemble des prestations de management des services et utilité complémentaires à la fourniture d'énergie d'un client industriel. Ces prestations sont relatives à la gestion de l'environnement du client : gardiennage, propreté et hygiène, conduite et maintenance des équipements techniques, maîtrise d'ouvrage déléguée pour les travaux, gestion des équipements de sécurité, standard et accueil, etc.
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz atmosphérique qui contribue à maintenir la chaleur émise sur terre par le soleil. Les industries, les voitures, le chauffage, l'élevage, etc... produisent des gaz dont certains renforcent l'effet de serre. L'augmentation significative des gaz à effet de serre produits par l'activité humaine est, entre autres, responsable du réchauffement de la planète et de ses conséquences sur l'écosystème.
Gaz coussin	Quantité de gaz emmagasinée dans un stockage souterrain et qui peut ne pas être complètement récupérée après son injection.
Gaz Naturel Liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à – 162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.
Gaz Naturel Véhicule (GNV)	Composé à 100% de gaz naturel, il est essentiellement utilisé dans les transports urbains et les véhicules de propreté.
Gaz utile	Gaz disponible à l'intérieur d'un stockage souterrain et susceptible d'être soutiré.
<i>Green Power Purchase Agreement (green PPA)</i>	Un <i>green Power Purchase Agreement</i> («contrat d'achat d'électricité») ou <i>green PPA</i> est un contrat de livraison d'électricité produite à partir des énergies renouvelables conclu à long terme entre un producteur et un acheteur d'électricité.
Hub gazier	Plate-forme d'échange (point de jonction d'un réseau de transport où arrive le gaz en provenance de plusieurs sources et qui offre la possibilité physique d'échanger des volumes de gaz entre ces sources et les marchés finaux).
<i>Independent Power Producer (IPP)</i>	Producteur d'électricité indépendant dont les activités ne sont pas régulées par l'État. Le classement des IPP est uniquement basé sur les projets développés en dehors du pays d'origine.
Industries électriques et gazières (IEG)	Ensemble des entreprises qui produisent, transportent ou distribuent de l'électricité ou du gaz en France et qui satisfont aux dispositions de la loi de nationalisation du 8 avril 1946. La branche des IEG regroupe l'ensemble des entreprises dont le personnel relève du statut du personnel des IEG.

<i>International Organization for Standardization (ISO)</i>	Organisation visant à définir des référentiels (norme/standard industriel utilisé comme référentiel).
ISO 14001	Norme internationale destinée à vérifier l'organisation des procédures et méthodes d'unités organisationnelles d'une entreprise, ainsi que la mise en place efficace de la politique de l'environnement et de ses objectifs environnementaux.
ISO 9001	Norme internationale qui définit des critères de qualité au sein des procédures de travail. Elle concerne la conception d'un produit, la maîtrise de l'outil de production et du procédé de fabrication ainsi que le contrôle qualité du produit final.
Liquéfaction du gaz naturel	Transformation du gaz naturel de la forme gazeuse à la forme liquide pour son transport par navire et/ou son stockage.
<i>Joint-venture</i>	Terme anglais communément utilisé pour décrire un projet dans lequel deux entités ou plus participent. Pour les principes et méthodes de consolidation applicables aux différents types de partenariat selon les normes IFRS, se reporter à la Note 1 de la Section 6.2 Comptes consolidés.
Marché spot	Marché sur lequel s'opèrent les achats et les ventes d'énergie à court terme (à la journée ou jusqu'à trois ans).
Modulation	Terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages – régulé ou négocié – est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas des États-Unis).
Ouvrages de raccordement	Ensemble des ouvrages assurant le raccordement d'un site de consommation ou d'un réseau de distribution au réseau de transport. Les ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou plusieurs branchements et d'un ou plusieurs postes de livraison.
Partenariat public-privé	Ce partenariat repose sur un contrat par lequel l'autorité publique confie certaines missions à un délégataire en lui fixant des objectifs. Les pouvoirs publics fixent les objectifs de service à l'opérateur privé tout en conservant la propriété du patrimoine et le pouvoir de régulation. Les collectivités locales ont de plus en plus recours à ce type de partenariat dans la gestion de leurs services de l'eau.
Point d'échange de gaz	Point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.
Prestataire de Services d'Investissement (PSI)	Entreprise de crédit ou établissement de crédit ayant reçu un agrément pour réaliser des services d'investissements et dont le rôle principal est de transmettre et de traiter les ordres de bourse.
<i>Power Purchase Agreement Corporate (Corporate PPA)</i>	Un <i>Power Purchase Agreement Corporate</i> («contrat d'achat d'électricité» ou <i>Corporate PPA</i> est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre un producteur et un acheteur d'électricité final.
Qmax	Un navire de taille Q-Max mesure 345 mètres (1 132 pieds) de long et mesure 53,8 mètres (177 pieds) de large et 34,7 mètres (114 pieds) de haut, avec un tirant d'eau d'environ 12 mètres (39 pieds). Il a une capacité de GNL de 266 000 mètres cubes (9 400 000 pieds cubes), soit 161 994 000 mètres cubes (5,7208 × 10 ⁹ pieds cubes) de gaz naturel.
Réseau principal	Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. À ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.
Réseau régional	Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.
<i>Smart energy</i>	Système énergétique économiquement efficace, durable et sécurisé dans lequel la production d'énergie renouvelable, les infrastructures et la consommation sont intégrées et coordonnées localement au moyen de services énergétiques, d'utilisateurs actifs et de technologies digitales.
<i>Spark spread</i>	Marge brute d'une centrale à gaz, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le <i>spark spread</i> doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers, etc...).
Station de compression	Installation industrielle qui comprime le gaz naturel afin d'optimiser la circulation des flux dans les canalisations.
Station de pompage	Station ou installation de production d'énergie qui fonctionne selon un procédé qui consiste à pomper de l'eau entre réservoirs à des altitudes différentes. Lorsque les prix de l'électricité sont bas (généralement la nuit), l'électricité du réseau électrique est utilisée pour pomper l'eau vers un réservoir supérieur puis, aux heures de pics de consommation, lorsque les prix de l'électricité sont plus élevés, l'eau est rejetée dans le réservoir inférieur via une turbine.
Stockage	Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.

Stockage souterrain	Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.
Stress test	Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.
Take-or-pay	Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.
Terminal méthanier	Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).
Tolling	Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz, etc.) en électricité.
Total Shareholder Return (TSR)	Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.
Trading d'énergie	Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).
Transport	Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.
Value at Risk (VaR)	<p>La <i>Value at Risk</i> est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de trading.</p> <p>À titre d'exemple, si l'horizon de temps est 1 jour et l'intervalle de confiance 99%, une VaR de 5 millions d'euros indique que la probabilité de perdre quotidiennement plus de 5 millions d'euros est de 1%, soit 2 ou 3 fois par an.</p>
Virtual Power Plant (VPP)	Capacité de production virtuelle. Il s'agit d'un dispositif qui consiste à mettre à disposition d'un tiers une bande de capacité de production, contre rémunération, sans que le tiers ne possède de part dans un actif et sans qu'il n'en soit l'opérateur.
Upstream PPAs	Un <i>upstream Power Purchase Agreement Corporate</i> ou <i>upstream PPA</i> est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre deux parties, généralement un producteur et un acheteur d'électricité.
Zone d'équilibrage	Ensemble comprenant des points d'entrée, des points de livraison et un point d'échange de gaz au sein duquel l'expéditeur doit assurer un équilibrage.

7.7 Table de concordance

Règlement UE 2017/1129 du 14 juin 2017 et Règlement délégué n° 2019/980 du 14 mars 2019

La présente table de concordance permet d'identifier les informations requises par l'annexe 1 (sur renvoi de l'annexe 2) du Règlement délégué (UE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 complétant le Règlement (UE) n° 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil conformément au schéma de l'URD et de croiser celles-ci avec les sections du Document d'enregistrement universel 2019 :

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement UE n° 2019/980		Chapitre du Document d'enregistrement universel 2019		Page
1. Personnes responsables, informations provenant de tiers, rapports d'experts et approbation de l'autorité compétente				
1.1	Nom et fonction des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	402
1.2	Déclaration des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	402
1.3	Déclaration ou rapport attribué à une personne intervenant en NA qualité d'expert			NA
1.4	Attestation d'un tiers	NA		NA
1.5	Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente	Encart AMF		1
2. Contrôleurs légaux des comptes				
2.1	Nom et adresse des contrôleurs légaux des comptes	4.5.7	Mandats des Commissaires aux comptes	175
2.2	Démission, révocation ou non-renouvellement des contrôleurs légaux des comptes	NA		NA
3. Facteurs de risque		2	Facteurs de risques et contrôle	41
4. Informations concernant l'émetteur				
4.1	Raison sociale et nom commercial	7.1.1	Raison sociale et nom commercial	398
4.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	398
4.3	Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	1.1.2	Histoire et évolution de la Société	7
		7.1.3	Date de constitution et durée de vie	398
4.4	Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	1.1.1	Présentation générale	6
		7.1	Informations générales concernant ENGIE et ses statuts	398
5. Aperçu des activités				
5.1	Principales activités	1.1.1	Présentation générale	6
		1.1.3	Priorités stratégiques	8
		1.1.4	Organisation	10
		1.3	Présentation des activités du Groupe	17
5.2	Principaux marchés	1.1.1	Présentation générale	6
		1.1.3	Priorités stratégiques	8
		1.3	Présentation des activités du Groupe	17
5.3	Événements importants	1.3	Présentation des activités du Groupe	17
5.4	Stratégie et objectifs	1.1.3	Priorités stratégiques	8
5.5	Degré de dépendance de l'émetteur à l'égard de brevets ou de licences, de contrats industriels, commerciaux ou financiers ou de nouveaux procédés de fabrication	1.1.5	Innovation, Recherche & Technologies	12
		2.2	Facteurs de risques	45
5.6	Déclaration sur la position concurrentielle	1.1.1	Présentation générale	6
5.7 Investissements				
5.7.1	Principaux investissements réalisés	6.1.1.4.2	Investissements nets des produits de cessions	209
5.7.2	Principaux investissements en cours	1.1.3	Priorités stratégiques	8
		1.3	Présentation des activités du Groupe	17
5.7.3	Co-entreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	6.2	Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2019) et Note 3 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	231 237
5.7.4	Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.5	Informations environnementales	98

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement UE n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2019	Page
6 Structure organisationnelle		
6.1 Description sommaire du Groupe	1.1.4 Organisation	10
6.2 Liste des filiales importantes	6.2 Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2019)	231
7. Examen de la situation financière et du résultat	6.1.1 Rapport d'activité	196
7.1 Situation financière	6.1.1.4 Évolution de l'endettement financier net	208
	6.1.1.5 Autres postes de l'état de situation financière	211
7.1.1 Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	6.1.1 Rapport d'activité	196
7.1.2 Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.1.5 Innovation, Recherche & Technologies	12
	6.2 Comptes consolidés – Note 14.2 (Information sur les frais de recherche et développement)	278
7.2 Résultats d'exploitation		
7.2.1 Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	6.1.1.1 Résultats ENGIE 2019	196
	6.1.1.2 Évolution des activités du Groupe	201
	6.1.1.3 Autres éléments du compte de résultat	207
7.2.2 Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	6.1.1.1 Résultats ENGIE 2019	196
	6.1.1.2 Évolution des activités du Groupe	201
	6.1.1.3 Autres éléments du compte de résultat	207
8. Trésorerie et capitaux		
8.1 Informations sur les capitaux	6.1.1.5 Autres postes de l'état de situation financière	211
	6.2 Comptes consolidés – Note 16.3 (Endettement financier net)	289
	Note 18 (Éléments sur les capitaux propres)	317
	Note 5.4 (Capitaux engagés industriels)	249
8.2 Flux de trésorerie	6.1.1.4 Évolution de l'endettement financier net	208
8.3 Besoins de financement et structure de financement	6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	216
	5.1.5 Titres non représentatifs du capital	182
	6.2 Comptes consolidés – Note 16 (Instruments financiers)	282
8.4 Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux	216
8.5 Sources de financement attendues	6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	216
9. Environnement réglementaire	1.3 Présentation des activités du Groupe	17
	2.2.2 Environnement réglementaire et politique	49
10. Information sur les tendances		
10.1 Principales tendances récentes ayant affecté la production, les ventes et les stocks, les coûts et les prix de vente, tout changement significatif dans la performance financière du Groupe ou fournir une déclaration négative appropriée	1.1.3 Priorités stratégiques	8
	6.1.1.2 Évolution des activités du Groupe	201
10.2 Tendances susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.1.2 Objectifs financiers	199

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement UE n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2019		Page
11. Prévisions ou estimations du bénéfice			
11.1 Prévision ou estimation du bénéfice	6.1.1.1.2	Objectifs financiers	199
11.2 Déclaration énonçant les principales hypothèses	6.1.1.1.2	Objectifs financiers	199
11.3 Déclaration relative aux bases d'établissement et d'élaboration des précisions et estimations du bénéfice	6.1.1.1.2	Objectifs financiers	199
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale			
12.1 Informations concernant les membres des organes d'administration et la Direction Générale	4.1	Organes d'Administration	122
	4.3	Direction Générale	149
12.2 Conflits d'intérêts	4.1.1.4	Absence de conflits d'intérêts ou de condamnation	138
13. Rémunération et avantages			
13.1 Montant de la rémunération versée et des avantages en nature	4.4	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	150
13.2 Montant total des sommes provisionnées ou constatées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	4.4.1.4	Régime de retraite	152
	4.4.2	Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)	164
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction			
14.1 Date d'expiration des mandats	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	150
14.2 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	4.5.3	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	172
14.3 Information sur le Comité d'Audit et le Comité de Rémunération	4.1.2.4	Les Comités permanents	144
14.4 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	141
	4.6	Code de gouvernement d'entreprise	176
14.5 Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.2.2	Assemblée Générale du 14 mai 2020 – Composition du Conseil d'Administration	149
15. Salariés			
15.1 Nombre de salariés	3.4.7	Données sociales	85
15.2 Participations et stock-options	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	123
	4.4	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	150
15.3 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.4.4	Rémunération, épargne salariale et actionnariat salarié	82
16. Principaux actionnaires			
16.1 Actionnaires détenant plus de 5% du capital ou des droits de votes	5.1.1	Capital social et droits de vote	180
	5.2.3	Franchissement des seuils légaux	192
16.2 Existence de droits de vote différents	5.1.1.3	Droits de vote	180
	5.2.4	Action spécifique	192
16.3 Contrôle de l'émetteur	5.2.2	Répartition du capital	191
	5.2.4	Action spécifique	192
16.4 Accord relatif au changement de contrôle	5.2.4	Action spécifique	192
17. Transactions avec des parties liées			
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	171
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	177

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement UE n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2019		Page
18. Informations financières concernant l'actif et la passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur			
18.1 Informations financières historiques	6.2	Comptes consolidés	217
	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	340
	6.4	Comptes sociaux	347
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	392
	6.2	Comptes consolidés	217
18.2 Informations financières intermédiaires	6.2	Comptes consolidés	217
18.3 Audit des informations financières annuelles historiques	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	340
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	392
18.4 Informations financières historiques pro forma	NA		NA
18.5 Politique en matière de dividendes	5.2.5	Politique de distribution des dividendes	193
18.6 Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2	Comptes consolidés – Note 25 (Contentieux et enquêtes)	334
	7.3	Litiges et arbitrage – Concurrence et concentrations	400
18.7 Changement significatif de la situation financière	6.2	Comptes consolidés – Note 26 (Événements postérieurs à la clôture)	338
19. Informations supplémentaires			
19.1 Capital social	5.1	Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital	180
19.1.1 Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	5.1.1	Capital social et droits de vote	180
	5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	180
	4.5.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	172
19.1.2 Actions non représentatives du capital	5.1.5	Titres non représentatifs du capital	182
19.1.3 Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	5.1.4.3	Valeur comptable et valeur nominale	182
19.1.4 Valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	NA		NA
19.1.5 Droits d'acquisition et/ou toute obligation attachée au capital autorisé, mais non émis, ou toute entreprise visant à augmenter le capital	NA		NA
19.1.6 Options sur le capital de membres du Groupe	5.2.4	Action spécifique	192
19.1.7 Historique du capital social	5.1.3	Évolution du capital social au cours des cinq derniers exercices	181
19.2 Acte constitutif et statuts			
19.2.1 Registre et objet social	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	398
	7.1.5	Objet social	398
19.2.2 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	5.2.4	Action spécifique	192
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	174
19.2.3 Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.2.4	Action spécifique	192
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	174
20. Contrats importants	7.2	Contrats importants	400
21. Documents disponibles	7.4	Documents accessibles au public	401

Informations relatives au rapport de gestion

Le présent Document d'enregistrement universel comprend tous les éléments du rapport de gestion requis par les dispositions légales et réglementaires (article L. 225-100-1 du Code de commerce). Le tableau ci-après présente les éléments du rapport de gestion d'ENGIE au 31 décembre 2019 :

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
I – Activité				
L. 232-1-II du Code de commerce	Situation de la Société durant l'exercice écoulé	6.1.1	Rapport d'activité	196
		6.2	Comptes consolidés	217
	Évolution prévisible et perspectives d'avenir	6.1.1.1.2	Objectifs financiers	199
	Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	6.2	Comptes consolidés – Note 26 (Événements postérieurs à la clôture)	338
	Activités en matière de recherche et de développement	1.1.5	Innovation, Recherche & Technologies	12
6.2		Comptes consolidés – Note 14.2 (Information sur les frais de recherche et développement)	278	
L. 233-6, al. 2 du Code de commerce	Activité et résultats de l'ensemble de la Société et de ses filiales par branche d'activité	6.1.1.2	Évolution des activités du Groupe	201
		6.1.1.3	Autres éléments du compte de résultat	207
L. 225-100-1 du Code de commerce	Informations relatives à l'évolution des affaires, des résultats ainsi que de la situation financière de la Société et du Groupe (notamment situation d'endettement)	6.1.1	Rapport d'activité	196
		6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	216
	Indicateurs clés de performance de nature financière et, le cas échéant, de nature non financière	1.2	Chiffres clés	15
	Description des principaux risques et incertitudes et indication sur l'utilisation des instruments financiers, pour la Société et le Groupe	2	Facteurs de risque et contrôle	41
		6.2	Comptes consolidés – Note 17 (Risques liés aux instruments financiers)	299
	Risques financiers liés aux effets du changement climatique et présentation des mesures prises pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone	2.2.2	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux	49
		3.3 3.5.4.1	Analyse de principaux risques RSE Le changement climatique	68 101
Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	2.1	Processus de gestion des risques	44	
	2.3.3	Le contrôle interne propre à l'information financière	61	
Objectifs et politique de la Société concernant la couverture de chaque catégorie principale de transactions	6.2	Comptes consolidés – Note 16 (Instruments financiers) et Note 17 (Risques liés aux instruments financiers)		282 299
		6.1.1.7	Comptes sociaux	214
L. 441-14 du Code de commerce	Informations relatives aux délais de paiement de leurs fournisseurs et leurs clients	6.1.1.7	Comptes sociaux	214
II – Informations à caractère financier				
L. 233-13 du Code de commerce	Répartition et évolution de l'actionariat	5.2.2	Répartition du capital	191
		5.2.3	Franchissement de seuils légaux	192
		5.2.4	Action spécifique	192
	Nom des sociétés contrôlées participant à un autocontrôle de la Société et part du capital qu'elles détiennent	N/A		
L. 233-6, al. 1 du Code de commerce	Prises de participation significatives de l'exercice dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	6.2	Comptes consolidés – Note 4 (Principales variations de périmètre)	245
R. 225-102 du Code de commerce	Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des cinq derniers exercices	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices	391

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
L. 225-211 du Code de commerce	Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	5.1.4	Rachat d'actions	181
		6.2	Comptes consolidés – Note 18 (Éléments sur capitaux propres)	317
L. 225-102 al. 1	État de la participation des salariés au capital social	5.2.2	Répartition du capital	191
L. 225-180 du Code de commerce		3.4.4	Rémunération, épargne salariale et actionariat salarié	82
L. 225-102 al. 2 du Code de commerce	Titres acquis par les salariés dans le cadre d'une opération de rachat d'entreprise par les salariés	NA		NA
R. 228-90 et R. 228-91 du Code de commerce	Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	NA		NA
III – Informations juridiques et fiscales				
Article 243 bis du Code général des impôts	Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	5.2.5	Politique de distribution des dividendes	193
L. 464-2 I al. 5 du Code de commerce	Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	6.2	Comptes consolidés – Note 25 (Contentieux et enquêtes)	334
		7.3	Litiges et arbitrages – Concurrence et concentrations	400
L. 225-101 du Code de commerce	Informations sur les procédures de contrôle et de gestion des risques	2.3	Procédures de contrôle interne	59
IV – Informations portant sur les mandataires sociaux				
L. 621-18-2 du Code monétaire et financier Article 223-26 du Règlement général de l'AMF	Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	4.4.6	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2019	171
V – Informations environnementales et sociales				
L. 225-102-1 al. 5 et R. 225-105 du Code de commerce	Informations environnementales	2.2.5	Risques industriels	53
		2.2.2	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux	49
		3.5	Informations environnementales	98
L. 225-102-1 al. 3 et R. 225-104 du Code de commerce	Informations sociales	3.4	Informations sociales	77
L. 225-102-2 du Code de commerce	Informations spécifiques pour les sociétés exploitant au moins un site classé Seveso «seuil haut»	2.2.5	Risques industriels	53
		3.5	Informations environnementales	98
L. 225-102-4 du Code de commerce	Plan de vigilance	3.9	Plan de vigilance	112

Informations relatives au rapport financier annuel

Le présent Document d'enregistrement universel comprend tous les éléments du rapport financier annuel tels que mentionnés aux articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et requis par l'article 222-3 du Règlement général de l'AMF.

Le tableau ci-après reprend les éléments du rapport financier annuel :

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Comptes sociaux	6.4	Comptes sociaux	347
Comptes consolidés du Groupe	6.2	Comptes consolidés	217
Rapport de gestion	Voir table de concordance spécifique ci-avant		
Attestation du responsable du rapport financier annuel	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	402
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	392
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	340
Honoraires des Commissaires aux comptes	6.2	Comptes consolidés – Note 27 (Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux)	338

Ce document a été réalisé par un imprimeur éco-responsable sur du papier d'origine certifiée. Il est disponible sur le site www.engie.com-publication où l'ensemble des publications du Groupe peuvent être consultées, téléchargées ou commandées.

Le système de management régissant l'impression de ce document est certifié ISO 14001:2018.





Société anonyme au capital de 2 435 285 011 euros
Siège social : 1 place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie - France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00
SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
TVA FR 13 542 107 651

engie.com