

NEOEN

Neoen
Société anonyme au capital de 169 914 996 euros
Siège social : 6 rue Menars à Paris (75002)
508 320 017 R.C.S. Paris



**RAPPORT FINANCIER ANNUEL
EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2018**

Table des matières

1.	Compte-rendu d'activité.....	3
1.1	Activités.....	5
1.2	Résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2018	13
1.3	Trésorerie et capitaux propres	33
1.4	Autres informations	44
1.5	Risques et incertitudes	52
1.6	Assurances et gestion des risques.....	81
1.7	Propriété intellectuelle.....	87
1.8	Evolution prévisible et perspectives d'avenir.....	89
2.	Capital et actionnariat.....	91
2.1	Renseignements concernant la société.....	91
2.2	Capital.....	93
2.3	Actionnariat	99
2.4	Marché du titre et relations avec les actionnaires	104
3.	Rapport sur le gouvernement d'entreprise.....	107
3.1	État de la gouvernance.....	107
3.2	Organisation du gouvernement d'entreprise.....	116
3.3	Rémunérations des mandataires sociaux	131
3.4	Autres informations	148
4.	Développement durable et responsabilité sociétale.....	151
4.1	Une contribution positive aux objectifs de développement durable (ODD) des Nations unies	151
4.2	La prise en compte des sujets RSE et HSE dans la gestion des projets du Groupe.....	153
4.3	Mesure des impacts	156
4.4	Plan de vigilance.....	157
5.	États financiers et rapports des commissaires aux comptes	158
5.1	Comptes consolidés du Groupe Neoen au 31 décembre 2018.....	158
5.2	Rapport de certification des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du Groupe Neoen au 31 décembre 2018	216
5.3	Comptes annuels de Neoen SA au 31 décembre 2018	223
5.4	Rapport de certification des commissaires aux comptes sur les comptes annuels de Neoen SA au 31 décembre 2018.....	247
5.5	Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	252
6.	Glossaire.....	256
7.	Attestation du responsable du rapport financier annuel	260

1. COMPTE-RENDU D'ACTIVITE

NEOEN
Société anonyme au capital de 169 914 996 euros
Siège social : 6 rue Menars à Paris (75002)
508 320 017 R.C.S. Paris
(la « Société »)

**RAPPORT DE GESTION
RELATIF A L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2018**

Chers actionnaires,

Conformément aux dispositions des articles L. 225-100 et suivants du Code de commerce, nous vous avons réunis en assemblée générale pour vous rendre compte de l'activité de la Société et de ses filiales consolidées prises dans leur ensemble (ci-après, le « Groupe ») au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 et soumettre à votre approbation les comptes sociaux et consolidés de cet exercice.

Les rapports des commissaires aux comptes, le rapport de gestion ainsi que les comptes sociaux et consolidés et autres documents s'y rapportant ont été mis à votre disposition dans les délais et les conditions prévus par la loi afin que vous puissiez en prendre connaissance.

Nous vous rappelons que la Société a fait l'objet d'une transformation de sa forme sociale le 12 septembre 2018 et vous précisons par conséquent que le présent rapport couvre l'ensemble de l'exercice clos le 31 décembre 2018, en ce compris la période du 1^{er} janvier 2018 au 12 septembre 2018 pendant laquelle la Société était une société par actions simplifiée.

1.1 ACTIVITES

1.1.1 Présentation générale du Groupe

1.1.1.1 Historique

Créée en 2008 sous le nom Direct Énergie Renouvelable, puis rebaptisée Neoen en 2011, la Société a eu dès sa création l'ambition de devenir un acteur majeur et indépendant de la production d'électricité d'origine renouvelable. Elle a rapidement développé un portefeuille significatif de projets en France et a vu ses engagements se concrétiser par l'installation d'une première centrale solaire photovoltaïque en 2009, suivie par la construction d'un premier parc éolien en 2011. En 2012, le Groupe a remporté son premier appel d'offres dans le secteur solaire, à l'occasion des procédures dites « CRE 1 » initiées par la Commission de Régulation de l'Énergie (la « CRE »).

L'année 2014 a été une année charnière pour le Groupe. Celui-ci a vu se réaliser des projets clés pour son activité comme le montage financier et industriel du parc solaire de Cestas d'une puissance installée de 300 MW, répartis en 25 centrales sur environ 260 hectares (ce qui en fait le plus grand parc photovoltaïque d'Europe) ou la mise en service de nombreux projets solaires comme Ygos, Luxey et Geloux en France ou Seixal, Cabrela et Coruche au Portugal ainsi que la mise en service du projet éolien La Montagne en France. En juin de cette même année, le Groupe a également remporté son premier appel d'offres pour un projet solaire en Amérique Centrale avec la centrale Providencia Solar (75,4 MWc) au Salvador. Le Groupe poursuit sa dynamique en 2015 et 2016, en remportant en mars 2017 la première tranche des appels d'offres solaires « CRE 4 » organisé par le Ministre de l'Environnement et de l'Énergie (à hauteur de 86 MW sur les 535 MW alloués).

L'internationalisation du Groupe s'est intensifiée à partir de 2014 avec l'Australie et le Salvador. Puis la Jamaïque et l'Irlande en 2016, et en 2017 la Zambie et la Finlande. Enfin, en 2018, le Groupe déploie des projets aux États-Unis et au Mozambique. À la date du présent document, le Groupe dispose de 16 bureaux répartis dans 12 pays.

Initialement filiale à 100% du groupe Direct Énergie (en 2008, contrôlé par le groupe Louis Dreyfus), la Société a rapidement ouvert son actionnariat à d'autres investisseurs. Signe de l'amorce d'une nouvelle phase de développement pour le Groupe, la Société et ses actionnaires historiques (Impala et les fonds FPCI Capenergie et FPCI Capenergie II, représentés par leur société de gestion Omnes Capital) ont conclu avec le fonds FPCI ETI 2020, représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement, en août 2014, un protocole d'investissement prévoyant l'entrée du fonds FPCI ETI 2020 au capital de la Société pour un montant total de 25 millions d'euros, dont une partie par voie d'acquisition d'actions auprès du FPCI Capenergie et le solde par voie d'apports de fonds destinés à l'investissement de la Société dans de nouvelles capacités de production. Cette entrée au capital a été réalisée en octobre 2014.

Par ailleurs, afin d'associer ses collaborateurs aux résultats de son activité, la Société a ouvert son capital aux salariés du Groupe à travers plusieurs programmes d'émissions d'options de souscription d'actions dès 2009 (exercées à partir de 2014) et d'attributions d'actions gratuites dès 2015 (acquises à partir de 2017).

Enfin, à partir de 2015, le Groupe a diversifié ses sources de financement en réalisant sa première émission obligataire certifiée verte (*green bonds*) en octobre 2015 d'un montant de 40 millions d'euros, avec une maturité de 18 ans, sans recours à l'égard de la Société, et exclusivement remboursée par les flux de trésorerie futurs générés par un portefeuille composé de 13 projets solaires et éoliens, situés en France et au Portugal et totalisant une puissance installée de 100 MW.

Le 17 octobre 2018, Neoen a réalisé son introduction en bourse sur le compartiment A du marché réglementé d'Euronext à Paris. Après exercice de l'option de sur-allocation, la taille de l'opération s'est élevée à 697 millions d'euros, ce qui fait de cette opération, la plus importante levée de fonds en 2018 sur Euronext Paris.

1.1.1.2 Présentation du Groupe

Fondé en 2008, le Groupe est un producteur indépendant d'énergie renouvelable de premier plan, en forte croissance, dont l'activité se concentre sur la production d'énergie solaire et éolienne, ainsi que sur le développement de solutions de stockage d'énergie de pointe, sur des marchés d'énergie renouvelable attractifs à travers le monde. Le Groupe a acquis une expertise industrielle reconnue dans le développement et l'exploitation de projets de grande envergure et a constitué un portefeuille diversifié d'installations en exploitation de haute qualité ainsi qu'un *pipeline* important et équilibré de projets. Au 31 décembre 2018, le Groupe était présent dans 12 pays et détenait et exploitait des installations photovoltaïques, éoliennes et de stockage, représentant une puissance sécurisée (« *secured portfolio* ») de 3 156 MW, ce « *secured portfolio* » se décomposant en projets en exploitation (« *in operation* ») (1 492 MW), en construction (« *under construction* ») (764 MW) et « *awarded* » (899 MW), à laquelle s'ajoutent 15 MW de puissance installée relative à la centrale biomasse du Groupe. De plus, le Groupe disposait d'un portefeuille de projets avancés (« *advanced pipeline* » correspondant aux projets en phase « *tender-ready* » et « *advanced development* ») d'une capacité de 4 525 MW. En complément de cette capacité cumulée (« *secured portfolio* » et « *advanced pipeline* ») de 7,7 GW, le Groupe détient plus de 4 GW de projets « *early stage* ». Au 28 février 2019, le Groupe disposait de 2 646 MW d'installations en exploitation (« *in operation* ») et en construction (« *under construction* »), en tenant compte de l'entrée en construction de 390 MW de projets qui étaient en phase « *awarded* » au 31 décembre 2018.

Le Groupe s'est constitué une base financière solide en dix ans d'activité en déployant un *business model* éprouvé et extensible, intégrant une trajectoire de croissance soutenue pour l'avenir, à mesure que le secteur des énergies renouvelables devient de plus en plus compétitif par rapport aux sources d'énergie traditionnelles et ce, sans bénéficier de subventions.

Au 31 décembre 2018, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 227,6 millions d'euros, un EBITDA courant de 174,4 millions d'euros et un résultat net consolidé de 13,5 millions d'euros. Pour plus d'informations sur l'évolution du chiffre d'affaires, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 1.2.4.1 « Chiffre d'affaires » du présent document.

Dans le cadre de l'évaluation et du développement de projets photovoltaïques et éoliens, le Groupe se concentre sur des technologies renouvelables matures, éprouvées et financièrement viables qui ont atteint ou sont proches d'atteindre la parité réseau, tout en étant technologiquement agnostique (même si le Groupe est centré sur le solaire et l'éolien) et en maintenant une flexibilité industrielle. Le Groupe recherche principalement des opportunités par le biais de participations à des procédures d'appels d'offres dans les pays de l'OCDE, et a obtenu un succès notable dans le cadre de ces procédures. Son expertise industrielle et sa structuration financière rigoureuse lui permettent de cibler des développements de projets de grande envergure, en plus de projets de taille moins importante. Le Groupe investit sur le long terme en développant les projets, en sécurisant leur financement et en assurant lui-même leur exploitation (ou, dans certains cas, en les acquérant, généralement avant que le développement ne soit terminé), puis en vendant l'électricité produite, principalement dans le cadre de contrats de vente d'électricité à long terme auprès d'acteurs étatiques, de fournisseurs d'électricité et, dans certains cas, à des acheteurs privés fiables. Le Groupe vend également, en fonction des opportunités et dans une moindre mesure, l'électricité qu'il produit au titre de contrats court-terme ou sur le marché de l'électricité (marché *spot*).

Cette approche permet au Groupe de disposer d'un portefeuille d'actifs de grande qualité et diversifié, dont il est, pour la plupart, l'unique propriétaire. Il bénéficie d'une visibilité significative sur son chiffre d'affaires grâce à la durée résiduelle moyenne des contrats de vente d'électricité d'environ 15 ans et demi au 31 décembre 2018. A cette même date, les contrats de vente d'électricité signés par le Groupe pour les projets en exploitation (« *in operation* »), en construction (« *under construction* ») et en phase « *awarded* » représentaient un total de 5,7 milliards d'euros de chiffre d'affaires. Le Groupe finance ses projets essentiellement par des fonds propres et par des financements de projets long-terme, sans recours ni risque de refinancement.

Le portefeuille d'actifs du Groupe en exploitation comprenait, au 31 décembre 2018, 30 installations photovoltaïques, 16 installations éoliennes, 2 installations de stockage d'énergie et une installation biomasse (pour une capacité installée totale 1 492 MW, dont 100 MW correspondant aux installations de stockage d'énergie indépendantes (par opposition aux solutions de stockage d'énergie « *behind the meter* ») couplées à des centrales de production d'énergie solaire ou éolienne dont la capacité en exploitation à cette même date s'établissait à 6 MW). En plus de ces installations, le Groupe dispose de projets qui ne sont pas encore rentrés en exploitation, présentés ci-après :

- Projets en phase « *under construction* » : 10 projets photovoltaïques, 4 projets éoliens et 3 projets de stockage (29 MW / 42 MWh) pour un total de 764 MW ;
- Projets en phase « *awarded* » : 27 projets photovoltaïques et 5 projets éoliens pour un total de 899 MW ;
- Projets en phase « *tender-ready* » : 23 projets photovoltaïques, 25 projets éoliens, 1 projet biomasse et 1 installation de stockage d'énergie pour un total de 1 204 MW ;
- Projet en phase « *advanced development* » : 64 projets photovoltaïques, 21 projets éoliens et 4 installations de stockage d'énergie pour un total de 3 321 MW.

En complément de ces différents projets en développement, le Groupe a constitué plus de 4 GW de projets « *early stage* ».

Le Groupe opère sur trois principaux secteurs d'activité :

- **Solaire** (*chiffre d'affaires sectoriel de 80,3 millions d'euros et EBITDA courant sectoriel de 77,5 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2018*). Dans l'exercice de ses activités liées au solaire, le Groupe développe et exploite des installations photovoltaïques dans de nombreux pays, dont le parc photovoltaïque de Cestas en France, qui est la plus grande installation photovoltaïque d'Europe. Au 31 décembre 2018, le portefeuille du Groupe était composé de 40 installations solaires en exploitation (« *in operation* ») ou en construction (« *under construction* ») dans les zones Europe - Afrique, Amériques et Australie, d'une puissance cumulée de 1 312 MW, ainsi que de 27 projets en phase « *awarded* » d'une puissance installée cumulée de 819 MW. Le Groupe poursuit le développement d'un pipeline de 87 projets solaires, avec une production potentielle supplémentaire de 3 116 MW, dont 23 projets en phase « *tender-ready* » (812 MW) et 64 projets en phase « *advanced development* » (2 304 MW).
- **Éolien** (*chiffre d'affaires sectoriel de 108,5 millions d'euros et EBITDA courant sectoriel de 91,8 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2018*). Dans l'exercice de ses activités liées à l'éolien, le Groupe développe et exploite des parcs éoliens situés à ce jour en France, en Australie et en Finlande. Au 31 décembre 2018, le portefeuille du Groupe était composé de 20 parcs éoliens en exploitation (« *in operation* ») ou en construction (« *under construction* »), d'une puissance cumulée de 794 MW, ainsi que de 5 projets en phase « *awarded* » d'une puissance installée cumulée de 81 MW. Le Groupe poursuit le développement d'un pipeline de 46 projets éoliens, avec un potentiel de production supplémentaire de 1 040 MW, dont 25 projets en phase « *tender-ready* » (382 MW) et 21 projets en phase « *advanced development* » (658 MW).
- **Stockage** (*chiffre d'affaires sectoriel de 17,9 millions d'euros et EBITDA courant sectoriel de 14,2 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2018*). Ce secteur d'activité comprend uniquement les centrales de stockage indépendantes qui sont directement raccordées au réseau (par opposition aux solutions de stockage « *behind the meter* » dont l'action est couplée, en amont du réseau, à l'activité de production d'énergie de centrales solaires ou éoliennes). Au 31 décembre 2018, le portefeuille du Groupe était composé de 5 installations de stockage en exploitation (« *in operation* ») ou en construction (« *under construction* »), d'une puissance cumulée de 135 MW / 172,2 MWh. Le Groupe poursuit le développement d'un pipeline de 5 installations de stockage, avec un potentiel de production supplémentaire de 364 MW, dont 1 projet en phase « *tender-ready* » (4 MW) et 4 projets en phase « *advanced development* » (360 MW).

Enfin le Groupe est l'actionnaire majoritaire d'une centrale de cogénération biomasse bois en activité en France. Cette centrale de cogénération produit 15 MW d'énergie électrique et 48,5 MW d'énergie thermique, fournie à un acheteur privé¹. Elle a généré un chiffre d'affaires de 20,6 millions d'euros et un EBITDA courant de 7,1 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Cette activité n'est pas considérée comme stratégique par Neoen et n'a pas vocation à se développer davantage.

Le Groupe vise principalement une croissance organique par le biais d'une stratégie de « *leadership* multi-local », à travers laquelle il s'approvisionne en projets principalement par l'intermédiaire de ses propres équipes locales et vise à s'établir comme *leader* sur ses marchés cibles. Ces équipes locales établissent des partenariats fructueux et analysent les besoins du marché dans des zones géographiques sélectionnées et prometteuses. Le Groupe s'est concentré jusqu'à maintenant, et entend continuer à le faire, principalement sur les pays de l'OCDE ; les opérations dans ces pays représentaient 93% de son chiffre d'affaires consolidé en 2018 et 93% de la totalité de son parc en exploitation. Les équipes acquièrent une bonne connaissance des particularités de chaque marché, reprennent des processus de structuration de projets éprouvés sur ces marchés et trouvent de nouvelles méthodes d'optimisation pour augmenter la compétitivité locale du Groupe. Cette approche permet au Groupe de générer des économies d'échelle pour obtenir de meilleures conditions de vente de la part de ses fournisseurs, réduire le coût du capital et gagner en crédibilité au fur et à mesure que le Groupe s'établit sur le marché local, notamment en livrant les projets dans les délais et selon le budget prévu. Par ailleurs, ces économies d'échelle, l'amélioration des conditions d'approvisionnement auprès des fournisseurs et l'optimisation de l'exécution des projets du Groupe se traduisent par des prix de l'électricité plus compétitifs, ce qui réduit le risque de défaut de paiement ou de tentative de renégociation des prix par les contreparties aux contrats d'achat d'électricité. Les principales zones géographiques (« *clusters* ») sur lesquelles le Groupe opère sont les suivantes :

- *Europe – Afrique* : le Groupe est présent en France (où il est le premier producteur indépendant d'énergie photovoltaïque et le premier producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable dans son ensemble, en tenant compte de ses projets « *awarded* »), au Portugal, en Finlande et en Zambie (où il est le premier producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable et la réception du projet est en cours à la date de publication du présent document) et au Mozambique et en Irlande (projets en cours de développement) ;
- *Australie* : le Groupe est le premier producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable en Australie ;
- *Amériques* : le Groupe est présent au Salvador (où il est le premier producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable) et a remporté, dans le cadre d'appels d'offres, des projets au Mexique, en Argentine et en Jamaïque (où il est le premier producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable). Par ailleurs, le Groupe a des projets en cours de développement aux États-Unis.

Le Groupe a l'intention de se focaliser et d'approfondir sa présence dans les trois zones géographiques (« *clusters* ») ci-dessus, tout en renforçant de manière opportune et progressive sa présence sur d'autres marchés ou en pénétrant de nouveaux, tout en conservant son approche de *leadership* multi-local.

¹ Le Groupe détient également un projet biomasse en phase « *tender-ready* » d'une capacité de 5 MW.

1.1.2 Environnement concurrentiel

Le marché des énergies renouvelables reste encore très ouvert et très fragmenté, composé dans de nombreux pays d'acteurs de toutes tailles.

Il y a des distributeurs d'électricité (*utilities*) historiques nationaux qui ont fait évoluer leur mix énergétique vers des solutions renouvelables. Certains de ces acteurs traditionnels, déjà *leaders* régionaux ou mondiaux de l'électricité et sortis depuis longtemps de leur marché domestique, ont développé un savoir-faire dans les énergies renouvelables et disposent de filiales dédiées avec des implantations internationales (EDP Renováveis, EDF Energies Nouvelles, Enel, Engie). À ceux-ci s'ajoutent des acteurs internationaux spécialisés dans le domaine des renouvelables, comme le Groupe et Scatec, Falck, Voltalia ou encore Boralex. Enfin, il y a des acteurs de petite taille opérant localement, dont la proportion tend à se réduire. Il convient également de noter que ces acteurs internationaux ou locaux spécialisés dans le renouvelable (« *IPP* », *Independent Power Producers*) font parfois l'objet d'opérations de rachat par des grands groupes énergétiques intégrés (acquisitions de Terraform Power en 2018, Solairedirect par Engie en 2016, Equis Energy par GIP en 2017, Alterra Power par Innergex en 2018). Par ailleurs, certains *leaders* mondiaux de l'énergie, notamment des acteurs pétroliers (Total, Shell, Statoil, Repsol) cherchent à anticiper l'impact de la transition énergétique (par exemple, acquisition par Total de Saft et de Direct Énergie, concurrent du Groupe en France à travers sa filiale Quadran en 2018).

Le Groupe est producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable (*IPP*) et, parmi ses comparables, il est le premier en Australie, au Salvador, en Jamaïque, en Zambie et en France, où il est le premier producteur indépendant d'énergie photovoltaïque et le deuxième producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable dans son ensemble, premier en tenant compte de ses projets « *awarded* ».

La concurrence pour l'octroi des projets est de plus en plus forte. Si les autorités en charge des appels d'offres poussent les acteurs à faire porter la concurrence sur le tarif, elles tiennent également de plus en plus compte de l'expérience et de l'historique de l'opérateur, notamment en matière de capacité à avoir déjà su mener à bien dans les délais et dans les coûts, des projets importants. La capacité à préqualifier les projets (obtention des terrains, études environnementales, études techniques, obtention des permis de construire), c'est-à-dire à soumettre une réponse à un appel d'offres avec le moins d'incertitudes possibles quant à sa réalisation technique et juridique, est aussi clé. Enfin, l'accès au financement à des conditions acceptables et la solidité financière (testés sous la forme de *bid bonds* le cas échéant), témoignent de la capacité à faire face aux aléas de la construction et de l'exploitation, et constituent, avec les éléments ci-dessus des barrières à l'entrée grandissantes.

Combinées à la fragmentation du marché, ces barrières à l'entrée devraient contribuer à une dynamique de concentration. À cela vient s'ajouter l'intérêt croissant des investisseurs pour la détention de portefeuilles d'actifs renouvelables et le souhait des acteurs historiques de l'électricité, mais aussi plus largement du secteur de l'énergie, de faire évoluer rapidement leur mix énergétique.

1.1.3 Présentation détaillée des activités

1.1.3.1 Secteurs opérationnels

Le Groupe intervient principalement dans trois secteurs d'activités en matière d'énergies renouvelables : le solaire, l'éolien et le stockage, ce dernier s'inscrivant souvent en complémentarité des deux premières activités du Groupe, représentant respectivement 35%, 48% et 8%, du chiffre d'affaires du Groupe au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018. Le Groupe compte également un quatrième segment d'activité, la biomasse, qui se résumait à un seul actif à fin 2018, la centrale de cogénération biomasse bois Biomasse Energie de Commentry (« *BEC* »), qui a contribué à hauteur de 9% du chiffre d'affaires consolidé du Groupe à fin 2018.

La stratégie du Groupe consiste à répartir ses actifs et son *pipeline* de développement principalement entre les secteurs solaires et éoliens, même si le Groupe privilégie le développement de projets photovoltaïques en dehors de ses principaux marchés éoliens (France, Australie et Finlande), en raison notamment des phases de développement plus courtes pour ces projets. Le Groupe n'envisage pas de développer davantage l'activité biomasse et pourra considérer de se séparer de son actif en biomasse à l'avenir.

(i) Solaire

Le tableau ci-dessous présente les informations financières et opérationnelles clés pour la filière solaire du Groupe par zone géographique au 31 décembre 2018 :

Répartition par zone géographique des informations opérationnelles et financières consolidées pour l'activité solaire						
Zone géographique	Nombre d'installations en exploitation au 31.12.2018	Chiffre d'affaires des installations en exploitation en 2018	Capacité crête installée des installations en exploitation (MWc)	Disponibilité moyenne des installations en exploitation en 2018	Nombre d'installations en construction au 31.12.2018	Capacité crête installée des installations en construction (MWc)
Europe	-					
Afrique	23	39,9 M€	451	99,0%	7	110
Australie	5	20,4 M€	336	98,7%	1	128
Amériques	2	16,4 M€	101	99,2%	2	192
Total	30	80,3 M€	888	98,9%	10	430

(ii) Éolien

Le tableau ci-dessous présente les informations financières et opérationnelles clés pour la filière éolienne du Groupe par zone géographique au 31 décembre 2018 :

Répartition par zone géographique des informations opérationnelles et financières consolidées pour l'activité éolienne						
Zone géographique	Nombre d'installations en exploitation au 31.12.2018	Chiffre d'affaires des installations en exploitation en 2018	Capacité installée des installations en exploitation (MW)	Disponibilité moyenne des installations en exploitation en 2018	Nombre d'installations en construction au 31.12.2018	Capacité installée des installations en construction (MW)
Europe	-					
Afrique	16	29,3 M€	172	98,7%	3	111
Australie	3	79,2 M€	317	99,1%	1	214 ⁽¹⁾
Amériques	-	-	-	-	-	-
Total	19	108,5 €	489	99,0%	4	325

(1) Dont 20 MW au titre du stockage

(iii) Stockage d'énergie

Le stockage d'énergie occupe une place importante au sein de l'activité du Groupe pour accompagner l'essor de ses activités solaire et éolienne. Il s'agit à la fois d'une fonction support des installations photovoltaïques et éoliennes ainsi que d'un service à part entière, sources de revenus indépendantes.

Le Groupe estime qu'à l'avenir, le stockage d'énergie se développera pour devenir un élément essentiel intégré aux installations de production d'énergies renouvelables. En ce sens, certains appels d'offres en Australie et en Jamaïque, imposent aux candidats de s'engager à mettre en place une installation de stockage d'énergie couplée à l'installation principale. Le Groupe estime que ce type d'appels d'offres va se développer. À la date du présent document, le Groupe exploite deux installations indépendantes de stockage d'énergie (directement raccordées au réseau) : Hornsdale Power Reserve en Australie et Azur Stockage en France. Il exploite par ailleurs une solution de stockage couplée à l'installation solaire de De Grussa, en Australie.

Enfin, le parc éolien de Bulgana, Australie, et le parc solaire de Capella, Salvador, en cours de construction (projet en phase « *under construction* ») intégreront une installation de stockage d'énergie.

(iv) Biomasse

Le secteur d'activité de la biomasse du Groupe est constitué d'une installation biomasse située en France et détenue par la société Biomasse Energie de Commentry (« BEC »).

Le Groupe n'envisage pas de poursuivre ses investissements dans le secteur de la biomasse et prévoit éventuellement une stratégie de cession de cet actif en vue de rationaliser son activité au regard des secteurs d'activité dans lesquels il intervient.

1.1.3.2 Marchés géographiques

À la date du présent document, le Groupe est présent dans douze pays à travers le monde : France, Australie, Salvador, Portugal, Zambie, Mozambique, Argentine, Mexique, Etats-Unis, Finlande, Colombie et Jamaïque. Il vise à se développer dans des zones géographiques cibles, conformément à sa stratégie dite « *cluster* », à l'intérieur de zones géographiques répondant aux critères du Groupe. Le Groupe a par ailleurs diversifié ses implantations dans le monde au fil du temps en respectant une politique de répartition de sa présence internationale à hauteur de 80% au moins de sa puissance installée dans des pays membres de l'OCDE et 20% au plus dans des pays non-membres de l'OCDE. L'objectif du Groupe est de continuer à se développer de manière sélective tout en maintenant cet équilibre d'exposition.

Le tableau ci-dessous présente la répartition de la production d'électricité du Groupe (en MWh) par zones géographiques (« *clusters* »), au 31 décembre 2018 :

Production en GWh au 31 décembre 2018				
Zone géographique	Photovoltaïque	Éolien	Biomasse	Total
Europe - Afrique	248	342	95	685
Australie	320	1 081	-	1 400
Amériques	172	-	-	173
Total	740	1 423	95	2 258

1.1.3.3 Clients du Groupe

Les consommateurs finaux de l'électricité produite par Neoen comprennent une variété d'entités. La grande majorité des clients directs du Groupe sont des acteurs étatiques (États ou entités contrôlées par un État) et entreprises de distribution d'électricité (*utilities*), publiques ou privées. En plus de ces clients, le Groupe vend une partie de l'électricité produite à des sociétés spécialisées dans le secteur de l'énergie, à des acheteurs privés, ainsi que sur les marchés de l'électricité (marchés *spot*). Dans le cadre du développement de son activité de stockage d'énergie, le Groupe vend également un nombre de services auxiliaires à des gestionnaires de réseaux et aux États.

Le tableau ci-après présente une répartition de la capacité sécurisée contractée du Groupe en MW en fonction de ses différents clients directs au 31 décembre 2018 :

Catégorie d'acheteur	Capacité (MW)	%
Entreprises de distribution d'électricité (<i>utilities</i>)	1 823	58%
Administration publique	839	27%
Acheteurs privés	124	4%
Marché	370	12%
Total	3 156	100%

Au 31 décembre 2018, les quatre premiers acheteurs du Groupe, qui représentaient ensemble plus de 75% de la capacité en opération, bénéficiaient tous d'une notation « *investment grade* » à cette date. Environ 80% de la capacité sécurisée du Groupe est attribuée à des acheteurs disposant d'une notation « *investment grade* ».

Le tableau ci-après présente les clients principaux du Groupe pour la capacité en opération au 31 décembre 2018 :

Acheteur	Pays	Capacité (MW)	%
EDF OA	France	599	40,1%
Simply Energy (Engie Group)	Australie	212	14,2%
Territoire de la Capitale Australienne (ACT)	Australie	204	13,7%
Energy Australia	Australie	132	8,8%
Autres	-	199	13,3%
Marché	-	146	9,8%
Total		1 492	100%

1.2 RESULTATS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2018

1.2.1 Faits marquants

1.2.1.1 Introduction en bourse

Le 17 octobre 2018, Neoen a réalisé avec succès son introduction en bourse sur le compartiment A du marché réglementé d'Euronext à Paris. Le prix de l'offre a été fixé à 16,50 euros par action, valorisant le Groupe à un peu plus de 1,4 milliard d'euros. En particulier, cette opération lui a permis de lever 450 millions d'euros grâce à l'émission d'actions nouvelles (sur un total de levée de 697 millions d'euros, option de sur-allocation comprise), montant qui sera entièrement alloué à la poursuite de la croissance du Groupe via la mise en service de nouvelles centrales de production d'énergies renouvelables. Pour rappel, le Groupe vise une capacité installée et en construction d'au moins 5 GW à horizon 2021.

A noter qu'Impala, l'actionnaire majoritaire et historique du Groupe, a injecté près de 170 millions d'euros dans l'opération de façon à conserver le contrôle du Groupe.

Le 3 décembre 2018, Neoen a confié à Kepler Chevreux la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

1.2.1.2 Développement

Neoen continue son développement à l'international, en se concentrant tout d'abord sur les pays où le Groupe est déjà présent, et sur des pays faisant partie des mêmes clusters dans les zones Europe - Afrique, Australie et Amériques, en identifiant des opportunités et en établissant la faisabilité des projets.

Ainsi le portefeuille du Groupe a évolué en volume avec 1 993 MW de nouveaux projets sur la période (net des projets non poursuivis et hors projets « *early stage* »), dont 19 MW sont imputables à une réévaluation de la puissance des projets en cours de développement.

En Amériques, le développement a poursuivi son évolution positive cette année : 556 MW de projets toutes technologies confondues sont entrés au portefeuille. Cela permet à Neoen de conforter la zone Amériques comme son troisième pôle de développement, après l'Australie et l'Europe - Afrique.

L'Australie est la région la plus importante en termes de mégawatts sécurisés. Cette progression est révélatrice de la performance du développement de Neoen à l'international. Un certain nombre de projets totalisant 1 100 MW dont 350 MW de stockage et 750 MWc de solaire sont entrés dans le portefeuille du Groupe cette année.

En Europe - Afrique, 369 MW de projets sont entrés en portefeuille en France, 113 MW en Finlande et 16 MW en Irlande. Avec 5 projets solaires remportés pour une capacité totale de 66 MW, Neoen a par ailleurs été le premier lauréat de l'appel d'offres gouvernemental bi-technologique français dont les résultats ont été annoncés au mois de novembre : ces projets sont ainsi passés du statut de « *tender ready* » à « *awarded* ».

Au Mozambique, fin 2018, Neoen a signé un contrat de concession de 30 ans pour sa centrale solaire de Metoro. Metoro, 41 MWc, est à ce jour la plus grande centrale solaire en cours de développement au Mozambique.

Ces gains sont atténués par des projets non poursuivis pour (160) MW.

1.2.1.3 Construction

En Australie, le projet éolien de Bulgana, d'une puissance de 194 MW, a commencé sa phase de construction en mars. A cette puissance éolienne de 194 MW s'ajoute une composante stockage, d'une puissance de 20 MW / 34 MWh, composée de batteries lithium-ion fournies par Tesla.

Cette dernière servira à lisser l'alimentation électrique d'une ferme horticole qui doit être construite par la société australienne Nectar Farms. Le reste de l'électricité et les certificats verts seront vendus au gouvernement de l'état de Victoria dans le cadre d'un PPA de 15 ans.

Le projet solaire Numurkah, d'une puissance de 128 MWc, est entré en construction en août.

En France, des projets solaires gagnés lors de l'appel d'offre CRE 3 (Lugos, Miremont, Bram, Saint Avit) ainsi que certains des projets gagnés lors de l'appel d'offre CRE 4 (Azur Est, Azur Sud, Cap Découverte 4bis, Corbas, Saint Eloy) sont entrés en construction pour un total de 78 MWc.

Les projets éoliens Auxois Sud II et les Hauts-Chemins, de respectivement 16 MW et 14 MW, sont entrés en construction aux mois de février et d'août 2018.

Après le succès du projet de stockage Hornsdale Power Reserve en Australie, Neoen continue d'être pionnier sur cet axe en développant des opportunités dans les zones sur lesquelles le Groupe opère, notamment en France, où Neoen a lancé en novembre la construction de la plus grande centrale de stockage stationnaire d'électricité, Azur Stockage, d'une puissance de 6 MW pour une capacité de stockage de 6 MWh.

En Finlande, le projet éolien Hedet est entré en construction fin 2018 pour une puissance de 81 MW. Pendant 10 ans, Google achètera 100% de l'électricité verte qui sera produite par le parc éolien, détenu à 80% par Neoen et à 20% par Prokon Finland.

En Jamaïque, le projet solaire Paradise Park est entré en construction en juin 2018 pour une puissance de 52 MWc.

Au Salvador, le projet Capella Solar est entré en construction en décembre 2018 pour une puissance de 140 MWc. A cette puissance solaire s'ajoute une batterie de 3 MW / 1,8 MWh.

1.2.1.4 Financement

En mai 2018, Neoen, actionnaire majoritaire du projet, a réalisé le closing financier de son parc solaire jamaïcain avec Proparco et FMO. Ce projet représente un investissement total de 64 millions de dollars US.

En juin 2018, Neoen a démarré une activité de financement participatif des projets remportés lors de l'appel d'offres CRE 4. Comme le prévoit la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE »), les producteurs faisant appel au financement participatif pour le financement de projets d'énergies renouvelables bénéficient d'un tarif de rachat de l'électricité bonifié. La centrale photovoltaïque Cap Découverte 4 bis a été le premier projet de Neoen à s'être ouvert au financement participatif.

En octobre 2018, Neoen a lancé une campagne de financement participatif pour les 2 phases de la centrale de Corbas (Corbas 1 et 3), parc d'ombrières photovoltaïques situé sur les communes de Corbas et de Saint-Priest, près de Lyon, et du projet solaire au sol d'Azur Est, dans la région Nouvelle Aquitaine.

En novembre 2018, Neoen a conclu pour 133 millions de dollars US le financement de Capella Solar, parc photovoltaïque de 140 MWc au Salvador, avec FMO, BID Invest et Proparco. Détenu à 100% par Neoen, Capella Solar devrait être mis en service début 2020. Ce montant d'investissement inclut le coût d'une batterie lithium-ion LG Chem de 3 MW / 1,8 MWh qui sera installée par la société Nidec.

1.2.1.5 Exploitation

En Australie, dans l'état de New South Wales les trois projets sélectionnés à l'appel d'offres de l'ARENA (Australian Renewable Energy Agency), Parkes, Griffith et Dubbo, sont entrés en exploitation aux premier et deuxième trimestres 2018. Ces trois projets représentent un total de 131 MWc.

La centrale solaire de Coleambally a été mise en service au quatrième trimestre 2018. Forte d'une capacité installée de 189 MWc, Coleambally est détenue à 100% par Neoen et était alors la plus grande centrale solaire jamais mise en exploitation sur le sol australien.

Au mois de décembre 2018, Neoen a célébré le 1^{er} anniversaire de l'exploitation de sa centrale de stockage Hornsdale Power Reserve, révélant des performances de son actif bien supérieures aux attentes. En particulier, l'étude réalisée par l'expert indépendant Aurecon a montré que Hornsdale Power Reserve (HPR) a contribué à générer près de 40 millions de dollars australiens d'économies, en se substituant à des alternatives plus coûteuses et moins réactives pour réguler la fréquence réseau.

En France, les parcs éoliens de Champs d'Amour (9 MW), Pays Chaumontais (14 MW) et Chassepain (20 MW) et la centrale solaire de Lugos (12 MWc) ont été mis en service respectivement aux mois de janvier, avril et juin pour les deux derniers.

Les centrales solaires Lagarde d'Apt (7 MWc), Cap Découverte 4 bis (5 MWc) et Bram (5 MWc) sont entrées en opération durant le second semestre.

Neoen a augmenté sa base d'actifs en exploitation de 391 MW atteignant 1 492 MW au 31 décembre 2018.

Un actif non-contrôlé correspond à un projet dans lequel le Groupe a une participation minoritaire et non contrôlante mais dont il supervise les opérations : les seules centrales concernées sont certaines centrales du parc solaire de Cestas, pour des questions règlementaires, ainsi qu'une centrale au Portugal (Seixal) détenue à 50%.

1.2.1.6 Acquisition / M&A

Le Groupe a acquis au premier semestre 2018 la société projet Hedet Vindpark. Cette transaction, comptabilisée en immobilisations incorporelles, permet à Neoen d'acquérir des projets en cours de développement. Ils seront amortis linéairement au même rythme que les centrales auxquelles ils sont liés.

Au second semestre 2018, le Groupe a cédé les centrales solaires Melissa et Manosque Ombrière.

En 2018, le Groupe a porté ses participations à 100 % dans Field Fare Argentina et Altiplano Solar (Argentine), ainsi que Jiboa Solar et Capella Solar (Salvador).

1.2.2 Indicateurs-clés de performance

Les comptes consolidés du Groupe ont été établis conformément aux normes IFRS telles qu'adoptées par l'Union européenne.

Le Groupe applique IFRS 9 à partir du 1^{er} janvier 2018 de façon rétrospective avec un rattrapage cumulatif des impacts sur les capitaux propres à la date d'application et sans retraitement de l'information comparative. En ce qui concerne les modifications de dettes pour lesquelles la norme ne prévoit aucune disposition de transition spécifique, la modification de l'information comparative a été appliquée. L'impact du retraitement de la renégociation de dettes pour l'exercice 2017 est présenté en note 3.a de l'annexe aux comptes consolidés.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 ont fait l'objet d'un audit par les commissaires aux comptes de la Société et sont présentés dans leur intégralité au chapitre 5 du présent document.

1.2.2.1 Informations financières sélectionnées du compte du résultat consolidé du Groupe

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017	Var	Var en %
<i>Ventes d'énergies sous contrat</i>	194,6	119,4	75,1	+ 63%
<i>Ventes d'énergies sur le marché</i>	27,8	16,2	11,6	+ 72%
<i>Autres produits</i>	5,3	3,7	1,6	+ 43%
Chiffre d'affaires	227,6	139,3	88,3	+ 63%
EBITDA courant⁽¹⁾	174,4	102,2	72,2	+71%
<i>Marge d'EBITDA courant</i>	<i>76,6%</i>	<i>73,4%</i>		
Résultat opérationnel courant	109,0	60,7	48,2	+ 79%
Autres produits et charges opérationnels non courants	(7,3)	(4,0)	(3,3)	+ 84%
Amortissements et provisions opérationnels non courants	1,5	(3,0)	4,6	NA
Résultat opérationnel	103,2	53,7	49,5	+ 92%
Résultat financier	(73,9)	(36,4)	(37,5)	NA
Résultat avant impôts	29,3	17,3	11,9	+ 69%
Impôts sur les résultats	(15,7)	(6,9)	(8,9)	NA
Résultat net de l'exercice des activités poursuivies	13,5	10,4	3,1	+ 30%
Résultat net de l'ensemble consolidé	13,5	10,4	3,1	+ 30%
<i>Dont résultat net – part du Groupe</i>	<i>12,4</i>	<i>12,5</i>	<i>(0,1)</i>	<i>(1)%</i>
<i>Dont résultat net – intérêts minoritaires</i>	<i>1,2</i>	<i>(2,0)</i>	<i>3,2</i>	<i>NA</i>

(1) La notion d'EBITDA courant correspond au résultat opérationnel courant retraité des dotations aux amortissements et provisions opérationnels courants.

1.2.2.1 Informations financières sélectionnées ventilées par secteur opérationnel et zone géographique

Chiffre d'affaires

(En millions d'euros)	31.12.2018	31.12.2017	Var	Var en %
Europe – Afrique				
Eolien	29,3	19,1	10,2	+ 53%
Solaire	39,9	41,2	(1,3)	(3) %
Biomasse	20,6	7,6	13,0	NA
	89,9	67,9	21,9	+ 32%
Amériques				
Solaire	16,4	12,3	4,1	+ 33%
	16,4	12,3	4,1	+ 33%
Australie				
Eolien	79,2	53,5	25,6	+ 48%
Solaire	24,0	2,5	21,6	NA
Stockage	17,9	0,6	17,4	NA
	121,1	56,6	64,6	NA
Développement et investissements ⁽¹⁾	63,1	48,6	14,5	+ 30%
Eliminations ⁽²⁾	(62,9)	(46,1)	(16,8)	+ 36%
Total	227,6	139,3	88,3	+ 63%

(1) La majeure partie du chiffre d'affaires de ce secteur est réalisée à partir des ventes de services aux autres entités du Groupe et est éliminée en consolidation, à l'exception des montants facturés aux sociétés liées et aux autres entités qui ne sont pas consolidées par intégration globale par le Groupe.

(2) Les éliminations concernent principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen SA à ses sociétés de projet tant sur le développement que sur la supervision et la gestion administrative des centrales.

EBITDA courant⁽¹⁾

(En millions d'euros)	31.12.2018	31.12.2017	Var	Var en %
Europe - Afrique				
Eolien	23,0	14,5	8,5	+ 59%
Solaire	33,8	33,2	0,6	+ 2%
Biomasse	7,1	0,7	6,4	NA
	63,9	48,3	15,6	+ 32%
<i>En % du chiffre d'affaires</i>	71%	71%		
Amériques				
Solaire	11,7	8,4	3,3	+ 39%
	11,7	8,4	3,3	+ 39%
<i>En % du chiffre d'affaires</i>	71%	68%		
Australie				
Eolien	68,8	45,1	23,7	+ 53%
Solaire	32,0	10,2	21,8	NA
Stockage	14,2	0,4	13,8	NA
	115,0	55,7	59,3	+ 107%
<i>En % du chiffre d'affaires</i>	95%	98%		
Développement et investissements ⁽²⁾	10,9	7,9	3,0	+ 38%
<i>En % du chiffre d'affaires</i>	17%	16%		
Eliminations ⁽³⁾	(27,1)	(18,1)	(9,0)	+ 50%
Total	174,4	102,2	72,2	+ 71%

(1) La notion d'EBITDA courant correspond au résultat opérationnel courant retraité des dotations aux amortissements et provisions opérationnels courants.

(2) La majeure partie du chiffre d'affaires de ce secteur est réalisée à partir des ventes de services aux autres entités du Groupe et est éliminée en consolidation, à l'exception des montants facturés aux sociétés liées et aux autres entités qui ne sont pas consolidées par intégration globale par le Groupe.

(3) Les éliminations concernent principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen SA à ses sociétés de projet tant sur le développement que sur la supervision et la gestion administrative des centrales.

1.2.2.2 Informations financières sélectionnées du bilan consolidé du Groupe

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2018	31.12.2017	Var	Var en %
Total des actifs non courants	1 982,0	1 472,0	509,9	+ 35%
<i>Dont immobilisations incorporelles</i>	<i>121,7</i>	<i>105,0</i>	<i>16,6</i>	<i>+ 16%</i>
<i>Dont immobilisations corporelles</i>	<i>1 702,7</i>	<i>1 249,2</i>	<i>453,5</i>	<i>+ 36%</i>
Total des actifs courants	586,9	337,0	249,9	+ 74%
<i>Dont trésorerie et équivalents de trésorerie</i>	<i>503,8</i>	<i>260,0</i>	<i>243,8</i>	<i>+ 94%</i>
Total de l'actif	2 568,9	1 809,0	759,9	+ 42%
Total des capitaux propres	655,3	177,5	477,7	+ 269%
Total des passifs non courants	1 607,3	1 260,7	346,6	+ 27%
<i>Dont financements des projets – non courant</i>	<i>1 511,8</i>	<i>1 200,9</i>	<i>310,9</i>	<i>+ 26%</i>
<i>Dont financements corporate – non courant</i>	<i>13,9</i>	<i>15,3</i>	<i>(1,4)</i>	<i>(9) %</i>
<i>Dont instruments financiers dérivés non courants</i>	<i>33,3</i>	<i>17,5</i>	<i>15,8</i>	<i>+ 90%</i>
<i>Impôts différés passifs</i>	<i>37,8</i>	<i>21,2</i>	<i>16,6</i>	<i>+ 78%</i>
Total des passifs courants	306,3	370,8	(64,5)	(17)%
<i>Dont financements de projets – courant</i>	<i>122,5</i>	<i>95,0</i>	<i>27,6</i>	<i>+ 29%</i>
<i>Dont financements corporate - courant</i>	<i>2,2</i>	<i>63,2</i>	<i>(60,9)</i>	<i>(96)%</i>
<i>Dont instruments financiers dérivés courants</i>	<i>7,1</i>	<i>7,4</i>	<i>(0,3)</i>	<i>(4)%</i>
<i>Dont fournisseurs et comptes rattachés</i>	<i>136,5</i>	<i>157,4</i>	<i>(20,8)</i>	<i>(13)%</i>
<i>Dont autres passifs courants</i>	<i>37,9</i>	<i>47,9</i>	<i>(10,0)</i>	<i>(21)%</i>
Total du passif	2 568,9	1 809,0	759,9	+ 42%

1.2.2.3 Informations financières sélectionnées du tableau des flux de trésorerie consolidé du Groupe

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2018	31.12.2017	Var	Var en %
Flux nets de trésorerie liés aux activités opérationnelles	156,5	75,4	81,1	+ 108%
Flux nets de trésorerie liés aux activités d'investissement	(532,1)	(483,2)	(48,9)	+ 10%
Flux nets de trésorerie liés aux activités de financement	624,8	573,9	50,9	+ 9%
Incidence de la variation des taux de change	(5,1)	(5,0)	(0,0)	+ 0%
Variation nette de la trésorerie	244,1	161,0	83,1	+ 52%

Le Groupe présente, en complément des mesures IFRS, plusieurs indicateurs supplémentaires dont notamment (i) l'EBITDA courant, (ii) la dette nette et (iii) le ratio de levier. Ces mesures ne sont pas des indicateurs prévus par les normes IFRS et n'ont pas de définitions standardisées. Par conséquent, les définitions utilisées par le Groupe pourraient ne pas correspondre aux définitions données à ces mêmes termes par d'autres sociétés. Ces mesures ne doivent pas être utilisées à l'exclusion ou en substitution des mesures IFRS. En particulier, la dette nette ne doit pas être considérée comme un substitut à l'analyse de la dette financière brute de Neoen et de la trésorerie et équivalents de trésorerie tels que présentés selon les normes IFRS. Les tableaux ci-après présentent ces indicateurs pour les périodes indiquées ainsi que leurs calculs.

Réconciliation de l'EBITDA

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2018	31.12.2017	Var	Var en %
Résultat opérationnel courant	109,0	60,7	48,2	+ 79%
Amortissements et provisions opérationnels courants	(65,4)	(41,5)	(23,9)	+ 57%
EBITDA courant⁽¹⁾	174,4	102,2	72,2	+ 71%

(1) Se référer au paragraphe 1.2.3 « Résultats sectoriels » du présent document pour une discussion de l'EBITDA courant, ainsi qu'une présentation et un calcul de l'EBITDA courant sectoriel.

Dette nette

(En millions d'euros)	31.12.2018	31.12.2017
Total dettes financières⁽¹⁾	1 690,8	1 399,2
Investisseurs minoritaires et autres ⁽²⁾	(45,4)	(90,4)
Total dettes financières ajustées	1 645,4	1 308,8
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(503,8)	(260,0)
Dépôts de garantie ⁽³⁾	(97,8)	(66,8)
Instruments dérivés actifs – effets des couvertures ⁽⁴⁾	(5,8)	(6,1)
Autres créances ⁽⁵⁾	0.0	(4,9)
Total dette nette	1 037,9	970,9

(1) Les dettes locatives sont incluses dans le calcul de la dette nette, en regard d'un EBITDA courant qui n'inclut pas les charges de loyers (application IFRS 16).

(2) Comprend notamment les prêts d'actionnaires octroyés aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires. Se reporter au paragraphe 1.3.1.8 « Investisseurs minoritaires et autres » du présent document.

(3) Comprend principalement des dépôts liés aux comptes de réserve des financements bancaires sur les actifs de production.

(4) Instruments dérivés de couverture de risque de taux ayant une valeur de marché positive. Les instruments de couverture de risque taux dont la valeur de marché est négative figure dans le total dettes financières.

(5) Au 31 décembre 2017, les autres créances comprenaient des montants tirés au titre des financements de projets et mis à disposition des sociétés de projets mais sous séquestre en attendant la présentation des factures associées sur la société Biomasse Energy Commentry.

Ratio de levier

Le tableau ci-après présente le ratio de levier aux dates indiquées. Ce ratio correspond au rapport entre la dette nette et l'EBITDA courant (calculé sur la période des 12 derniers mois).

	31.12.2018	31.12.2017
Ratio de levier	5,9x	9,5x

1.2.2.4 Informations sur les principales données opérationnelles

	31.12.2018
Montant des MW en opération⁽¹⁾	1 492
Europe - Afrique	639
Amériques	101
Australie	753
Montant des MW en construction⁽¹⁾	764
Europe - Afrique	227
Amériques	195
Australie	342
Montant des MW des projets « awarded »⁽¹⁾	899
Europe - Afrique	316
Amériques	583
Australie	0
Montant total des MW « secured portfolio »	3 156
Montant des MW des projets « tender-ready » et « advanced development »⁽¹⁾	
Europe - Afrique	1 244
Amériques	1 613
Australie	1 668
Montant total des MW « advanced pipeline »	4 525

(1) Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter au « glossaire » du présent document.

Montant des MW des projets en phase early stage ≥ 4 GW

Durée résiduelle des contrats de vente d'électricité – photovoltaïque (années) (pondéré par MWc)	
Europe - Afrique	16,0
Amériques	15,9
Australie	13,9
Durée résiduelle	15,3

Durée résiduelle des contrats de vente d'électricité – éolien (années) (pondéré par MW)	
Europe - Afrique	14,1
Amériques	NA
Australie	18,0
Durée résiduelle	16,4

Disponibilité moyenne des installations en exploitation – photovoltaïque (%)	
Europe - Afrique	99,0%
Amériques	99,2%
Australie	98,7%

Disponibilité moyenne des installations en exploitation – éolien (%)	
Europe - Afrique	98,7%
Amériques	NA
Australie	99,1%

1.2.3 Résultats sectoriels

Chiffre d'affaires

<i>(En millions d'euros)</i>		31.12.2018	31.12.2017	Var
Europe – Afrique				
	Éolien	29,3	19,1	+10,2
	Solaire	39,9	41,2	(1,3)
	Biomasse	20,6	7,6	+13,0
		89,9	67,9	21,9
Amériques				
	Solaire	16,4	12,3	+4,1
		16,4	12,3	+4,1
Australie				
	Éolien	79,2	53,5	+25,6
	Solaire	24,0	2,5	+21,6
	Stockage	17,9	0,6	+17,4
		121,1	56,6	+64,6
	Développement et investissements	63,1	48,6	+14,5
	Éliminations ⁽¹⁾	(62,9)	(46,1)	(16,8)
	Total	227,6	139,3	+88,3

(1) Les éliminations concernent principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen SA à ses sociétés de projet tant sur le développement que sur la supervision et la gestion administrative des centrales.

EBITDA courant

(En millions d'euros)		31.12.2018	31.12.2017	Var
Europe – Afrique				
	Éolien	23,0	14,5	+8,5
	Solaire	33,8	33,2	+0,6
	Biomasse	7,1	0,7	+6,4
		63,9	48,3	+15,6
	<i>En % du chiffre d'affaires</i>	71%	71%	
Amériques				
	Solaire	11,7	8,4	+3,3
		11,7	8,4	+3,3
	<i>En % du chiffre d'affaires</i>	71%	68%	
Australie				
	Éolien	68,8	45,1	+23,7
	Solaire	32,0	10,2	+21,8
	Stockage	14,2	0,4	+13,8
		115,0	55,7	+59,3
	<i>En % du chiffre d'affaires</i>	95%	98%	
Développement et investissements		10,9	7,9	+3,0
Éliminations ⁽¹⁾		(27,1)	(18,1)	(9,0)
Total		174,4	102,2	+72,2

(1) Les éliminations concernent principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen SA à ses sociétés de projet tant sur le développement que sur la supervision et la gestion administrative des centrales.

1.2.3.1 Europe - Afrique

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires de la zone Europe - Afrique s'établit à 89,9 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 67,9 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de 21,9 millions d'euros i.e. 32% qui est due à :

- la hausse du chiffre d'affaires éolien de +10,2 millions d'euros essentiellement imputable à la hausse de la production résultant des installations entrées en service en 2018 (Champs d'Amour, Pays Chaumontais et Chassepain) ainsi que par l'effet d'une année complète d'exploitation en 2018 des installations Vallée de Grillons et l'Osière, mises en service courant 2017 ;
- la hausse du chiffre d'affaires généré par la production d'énergie biomasse de +13 millions d'euros, résultant du fonctionnement de la centrale Commentry sur tout l'exercice 2018 ;
- le recul du chiffre d'affaires généré par la production d'énergie solaire de (1,3) millions d'euros principalement dû à des ressources solaires plus faibles en 2018. Cet effet est partiellement compensé par les mises en service 2018 (Lugos et Lagarde d'Apt).

EBITDA courant

L'EBITDA courant de la zone Europe – Afrique s'établit à 63,9 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 48,3 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de +15,6 millions d'euros qui résulte de :

- la hausse de l'EBITDA courant éolien de +8,5 millions imputable aux installations mises en services et exploitées sur une année pleine ;
- la hausse de l'EBITDA courant du secteur biomasse de +6,4 millions d'euros, générant un EBITDA de 7,1 millions d'euros au 31 décembre 2018 et imputable à la centrale Commentry.

Au 31 décembre 2018, la marge d'EBITDA courant de généré par la zone Europe-Afrique est stable et s'établit à 71% du chiffre d'affaires généré par cette zone.

1.2.3.2 Amériques

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires de la zone Amériques s'établit à 16,4 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 12,3 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de +4,1 millions d'euros, liée aux ventes d'énergie solaire résultant de l'exploitation du parc solaire Providencia au Salvador en année pleine.

EBITDA courant

L'EBITDA courant de la zone Amériques s'établit à 11,7 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 8,4 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de +3,3 millions d'euros, imputable à l'exploitation en année pleine du parc solaire Providencia.

Au 31 décembre 2018, l'EBITDA courant de généré par les Amériques s'établit à 71% du chiffre d'affaires généré par cette zone, contre 68% au 31 décembre 2017.

1.2.3.3 Australie

Chiffre d'affaires

En 2018, la croissance du chiffre d'affaires en Australie est de +64,6 millions d'euros. Cette performance est tirée par la croissance des ventes d'énergies (+47,2 millions d'euros) résultant de :

- l'exploitation de certaines centrales en année pleine, dont les parcs éoliens Hornsdale 3 et Hornsdale 2 ;
- les mises en service des centrales solaires Parkes, Griffith, Dubbo et Coleambally ;
- l'amélioration de la production énergétique du parc solaire de DeGrussa en 2018 qui avait été affectée par une mise hors-tension en 2017 ;
- le déploiement de l'activité stockage (+17,4 millions d'euros) résultant de la mise en service de la batterie Hornsdale Power Reserve en décembre 2017.

EBITDA courant

L'EBITDA courant de l'Australie s'établit à 115 millions d'euros au 31 décembre 2018, en hausse de +59,3 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2017.

Les principales causes sont:

- l'augmentation de la production des installations Hornsdale 2 et 3 du fait de leur exploitation en année pleine;
- la mise en service des installations Parkes, Griffith, Dubbo et Coleambally ainsi que les indemnités compensant la perte de chiffre d'affaires liée aux retards de leur mise en service pour un montant de 7,1 millions d'euros ;
- l'entrée en service de l'installation de stockage Hornsdale Power Reserve (y compris l'impact de la baisse des charges pour des services de régulation de fréquence du Groupe en raison de la baisse des prix de marché pour des services de régulation de fréquence résultant notamment de son entrée en exploitation).

Au 31 décembre 2018, l'EBITDA courant généré par l'Australie s'établit à 95% du chiffre d'affaires généré par cette zone, contre 98% au 31 décembre 2017. Ces marges 2017 et 2018 sont notamment impactées positivement par les indemnités reçues qui ne sont pas comptabilisées en revenu, et par la part de ventes sur le marché ou sur des PPA courts-termes à des prix plus élevés que les PPA longs termes.

1.2.3.4 Développement et investissements

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaire est en hausse de +14,5 millions d'euros entre 2017 et 2018. Cela traduit la croissance toujours soutenue de l'activité développement et de construction par rapport à l'exercice précédent.

EBITDA courant

L'EBITDA courant est en hausse de 3 millions d'euros, ce qui traduit une poursuite de la croissance des activités. Au 31 décembre 2018, l'EBITDA courant de l'activité Développement et investissements représente 17% du chiffre d'affaires généré par cette activité, contre 16% au 31 décembre 2017.

1.2.4 Analyse du compte de résultat

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2018 et 2017 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBITDA courant : un premier portant sur le Groupe, puis un second portant sur les différents segments (Europe – Afrique, Amériques et Australie, au titre des activités : éolienne, solaire, stockage et biomasse ; et Développement et investissements au titre des activités centrales). Le résultat opérationnel et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

En 2018, compte tenu de ses enjeux stratégiques, le Groupe a fait évoluer son information sectorielle et présente de façon distincte certaines activités de stockage, précédemment incluses dans les activités « solaire » et « éolien ». Les secteurs d'activité retenus par le Groupe sont détaillés dans les Notes 3.w et 5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice 2018.

Les résultats du Groupe sont affectés par les variations des taux de change. Pour une analyse de l'exposition du Groupe au risque de change, se référer à la 1.5.1.3 « *Risques de change* » du présent document.

1.2.4.1 Chiffre d'affaires

(i) Structure du chiffre d'affaires du Groupe

Au 31 décembre 2018, les ventes d'énergie sous contrat représentent 85% du chiffre d'affaires contre 86% au 31 décembre 2017, stable sur la période, et permettant au Groupe de bénéficier d'une visibilité significative sur son chiffre d'affaires, compte tenu de la durée résiduelle moyenne des contrats d'environ 15,6 ans.

Par opportunité, le Groupe réalise également des ventes d'énergie sur le marché. Elles représentent 12% du chiffre d'affaires au 31 décembre 2018, au même niveau que 2017.

Par ailleurs, au cours de la période, le Groupe a renforcé ses activités au titre de la technologie de stockage, devenue au 31 décembre 2018 une activité séparée pour ce qui concerne les batteries indépendantes, c'est-à-dire directement connectées aux réseaux, représentant 8% du chiffre d'affaires.

Enfin, dans une moindre mesure, le Groupe fournit aux sociétés de projets des services de développement de projets et d'autres services, comme la supervision et la gestion administrative.

Le Groupe est présent sur trois zones géographiques (« *clusters* ») : Europe - Afrique, Amériques et Australie.

Chiffre d'affaires de production d'énergie

Le chiffre d'affaires de production d'énergie est fonction du volume d'électricité produite et des prix de vente moyens par MWh vendu.

- *Facteurs clés ayant une incidence sur le chiffre d'affaires de production d'énergie*
 - *Demande d'énergie renouvelable.* La demande mondiale en matière d'énergie renouvelable a connu une forte croissance au cours de la dernière décennie, stimulée par des politiques publiques favorisant l'énergie propre et des réductions de coûts qui la rendent plus compétitive.
 - *Prix de vente de l'électricité et structure des contrats.* Le Groupe réalise son chiffre d'affaires en vendant l'électricité produite par ses installations par MWh. Le prix moyen par MWh évolue en fonction des ventes réalisées sous contrat et sur le marché, le mix technologique et le mix géographique (présentés précédemment). Le prix moyen par MWh que le Groupe réalise au cours d'une période donnée est affecté par un certain nombre de facteurs, notamment :
 - *L'électricité vendue en vertu de tarifs d'achat obligatoire (TAO), contrats de vente d'électricité long-terme ou contrats pour différence (contracts for difference) attribués à la suite d'une procédure d'appel d'offres, ou encore contrats de vente d'électricité court-terme.*
 - *Les « Revenus de marché » liés à la vente d'électricité aux prix de marché de gros (marché spot)*

Au 31 décembre 2018, les revenus de marché du Groupe (c'est-à-dire les revenus générés sur le marché *spot*) ne représentent qu'une faible partie de son chiffre d'affaires de production d'énergie total. L'objectif du Groupe est que les revenus de marché ne dépassent pas 20% de son chiffre d'affaires total de production d'énergie. Se référer au paragraphe 1.5.1 « *Risques relatifs aux activités du Groupe* » du présent document.

Le tableau ci-dessous présente les revenus de marché du Groupe et le pourcentage qu'ils représentent sur le total du chiffre d'affaires sur les périodes indiquées.

	Exercice clos le 31 décembre	
	2018	2017
Revenus de marché (en millions)		
Total	27,8	16,2
% du chiffre d'affaires total du Groupe	12,2%	11,6%

Le montant des revenus générés par les ventes sur le marché de gros de l'électricité (marché spot) dépend des MWh vendus et des prix moyens appliqués. Les prix du marché de gros peuvent varier considérablement en fonction du moment de la journée, du prix et du niveau des autres sources de production disponibles et d'autres facteurs qui influent sur l'offre et la demande sur le marché de gros.

- *Facteurs affectant le volume d'électricité vendue par le Groupe*

Le tableau suivant présente le volume d'électricité vendue par les installations de production du Groupe.

Électricité vendue (en GWh)	Au 31 décembre	
	2018	2017
Solaire	740	390
Éolienne	1 423	930
Biomasse ⁽¹⁾	95	39
Total	2 258	1 359

(1) Production d'électricité uniquement. L'augmentation est due au fonctionnement de la centrale biomasse de Commentry sur toute la durée de l'exercice 2018.

Les principaux facteurs affectant le volume d'électricité produit par le Groupe au cours d'une période donnée comprennent l'augmentation de la capacité de production, la variabilité des ressources et les facteurs affectant l'exploitation des projets tels que la disponibilité et la performance des installations de production.

- *Augmentation de la capacité de production.* La capacité nominale totale des installations du Groupe en exploitation (« in operation ») est passée de 1 101 MW à fin 2017 à 1 492 MW à fin 2018. La mise en service de nouvelles installations permet au Groupe d'augmenter son chiffre d'affaires de production d'énergie.

Le tableau suivant présente la capacité de production d'énergie pour les installations du Groupe en exploitation (« in operation ») ou en construction (« under construction ») :

Installations de production en exploitation (« in operation ») ou en construction (« under construction ») (en MW et MWc) ⁽¹⁾	Au 31 décembre	
	2018	2017
Solaire⁽²⁾	1 312	916
<i>Dont en exploitation (« in operation »)</i>	883	535
Éolienne	794	488
<i>Dont en exploitation (« in operation »)</i>	489	445
Biomasse	15	15
<i>Dont en exploitation¹ (« in operation »)</i>	15	15
Stockage	135	106
<i>Dont en exploitation (« in operation »)</i>	106	106
Total	2 256	1 525
<i>Dont en exploitation (« in operation »)</i>	1 492	1 101

(1) Ces chiffres comprennent Seixal (9 MWc) et certaines entités du projet Cestas (228 MWc) qui sont consolidées par mise en équivalence.

(2) Les données sont exprimées en MWc

- *Variabilité des ressources solaires et éoliennes.* Même si la capacité nominale des projets en exploitation (« *in operation* ») du Groupe constitue un indicateur important de sa production potentielle d'électricité, la production effective d'électricité dépend en grande partie de la disponibilité des ressources solaires ou éoliennes que les installations du Groupe sont destinées à exploiter. Bien que le Groupe planifie ses projets en fonction des tendances historiques en termes d'ensoleillement et de ressources en vent, la quantité réelle de vent ou d'ensoleillement sur un site particulier peut varier (en particulier pour le vent) et peut ne pas atteindre le niveau de ressources escompté. Les ressources solaires et éoliennes disponibles sont également sujettes à des variations saisonnières. Par exemple, les installations photovoltaïques du Groupe ont tendance à produire moins d'électricité en hiver compte tenu d'un ensoleillement réduit. Les variations du niveau de vent ou d'irradiation d'une période à l'autre peuvent avoir un impact significatif sur la quantité d'électricité produite par une installation de production donnée. Toutefois, la dispersion géographique des installations de production du Groupe et l'utilisation de différentes technologies (éoliennes, solaires et biomasse dans une plus faible mesure) réduisent généralement l'impact d'un manque de ressources affectant des projets particuliers sur le portefeuille global.

En développant sa capacité de production, le Groupe bénéficie d'améliorations technologiques qui lui permettent de mieux exploiter les ressources solaires et éoliennes disponibles. Les progrès de la technologie photovoltaïque ont entraîné une amélioration de la performance des installations, leur permettant de générer plus d'électricité à partir d'une même quantité d'ensoleillement. De la même façon, les nouvelles dimensions et les nouveaux modèles d'aérogénérateurs ont engendré une augmentation de la quantité moyenne d'électricité produite par les parcs éoliens, leur permettant de produire de l'électricité à des vitesses de vent plus faibles.

- *Exploitation du projet.* Le volume d'électricité produit par le Groupe dépend également de la disponibilité et de la performance de chacune de ses installations de production.
 - *Disponibilité.* La disponibilité d'une installation de production se définit comme le ratio entre l'énergie effectivement produite par une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse au cours d'une période donnée et l'énergie qui pourrait théoriquement être produite au cours de la même période par la même installation. La disponibilité d'une installation de production est principalement affectée par le temps d'arrêt nécessaire à la maintenance, programmée ou non. Le volume d'électricité généré est impacté de façon négative lorsque les installations subissent des temps d'arrêts liés à la maintenance, programmée ou non, aux défaillances d'équipement, aux perturbations météorologiques et à d'autres événements similaires.

La disponibilité est également influencée par la nature de la technologie de production utilisée. Les installations photovoltaïques nécessitent généralement peu de temps d'arrêt pour l'entretien et peuvent le plus souvent continuer à produire de l'électricité pendant la maintenance. En revanche, la maintenance effectuée sur les installations éoliennes ou de biomasse nécessite généralement l'arrêt des turbines. Afin de minimiser le temps nécessaire à la maintenance, le Groupe s'efforce d'utiliser des équipements fiables et éprouvés issus de fournisseurs réputés disposant d'un service à la clientèle réactif. Le Groupe prend également des dispositions afin de planifier la maintenance pendant les périodes où l'impact sur la production est moindre. Par exemple, les prestataires d'exploitation et maintenance (prestataires *O&M*) du Groupe surveillent activement les prévisions de vent dans le but de planifier la maintenance des installations éoliennes pendant les périodes où le vent est le plus faible.

Le tableau suivant présente la disponibilité des installations de production du Groupe pour les périodes indiquées.

Disponibilité (en %)	2018	2017
Solaire	98,9%	98,9% ⁽¹⁾
Éolienne	99% %	97,2% ⁽²⁾
Stockage	100% % ⁽³⁾	-
Biomasse	92,2% ⁽⁴⁾	66%

⁽¹⁾ Excluant, au premier trimestre 2017, le délai de remise en marche de la centrale DeGrussa à la suite d'une réparation, lié à la nécessité d'obtenir l'acceptation de l'acheteur d'énergie.

⁽²⁾ Excluant une coupure imprévue nécessaire au remplacement d'une lame touchée par la foudre sur le parc de l'Osière.

⁽³⁾ Nouvelle activité indépendante du Groupe à compter de 2018.

⁽⁴⁾ Fonctionnement amélioré de la centrale biomasse de Commentry sur toute la durée de l'exercice 2018.

- **Ecrêtage.** Pendant les périodes d'écrtage, il est possible que le Groupe ne soit pas en mesure d'injecter dans le réseau la totalité de l'énergie qu'il produit. Les pratiques d'écrtage varient d'un système à l'autre et permettent au gestionnaire du réseau de limiter l'énergie injectée dans le système par un producteur donné afin de gérer l'engorgement, assurer la sécurité et la fiabilité du réseau et régir l'ordre de répartition lorsque la production d'électricité disponible excède la demande prévue. En Australie par exemple, cela représente un impact sur la production en moyenne de 1,3% pour le solaire et 5% pour l'éolien. Pour rappel, les périodes d'écrtage sont également les situations où l'activité de la batterie HPR est plus profitable, ce qui permet de compenser en partie les pertes de revenus.

Autres produits

La plupart des projets de production d'électricité du Groupe sont contrôlés et consolidés par intégration globale dans ses comptes et par conséquent, les produits de développement et autres services facturés par les sociétés du Groupe aux sociétés de projets sont éliminés en consolidation. Cependant, certains projets du Groupe, dont Seixal et une partie du projet solaire de Cestas, sont mis en équivalence car la participation détenue par le Groupe (entre 20% et 50%) et la gouvernance ne permettent pas de justifier du contrôle des projets. Dans le cadre de ces projets, le Groupe perçoit, de façon récurrente, des produits liés à la supervision et la gestion administrative.

(ii) Évolution du chiffre d'affaires consolidé

(En millions d'euros)	Variations tcc							
	31.12.18	Effet des variations de taux de change	31.12.18 (tcc)	31.12.17	Var (tcc)	Var en % (tcc)	Var	Var en %
Ventes d'énergies sous contrat	194,6	(7,2)	201,8	119,4	+82,3	+68,9%	+75,1	+62,9%
<i>Part du chiffre d'affaire consolidé en %</i>	<i>85,5%</i>		<i>85,1%</i>	<i>85,7%</i>				
Ventes d'énergies sur le marché	27,8	(2,0)	29,8	16,2	+13,7	+84,4%	+11,6	+72,0%
<i>Part du chiffre d'affaire consolidé en %</i>	<i>12,2%</i>		<i>12,6%</i>	<i>11,6%</i>				
Autres produits	5,3	(0,3)	5,5	3,7	+1,8	+49,6%	+1,6	+42,5%
<i>Part du chiffre d'affaire consolidé en %</i>	<i>2,3%</i>		<i>2,3%</i>	<i>2,6%</i>				
Chiffre d'affaires	227,6	(9,5)	237,1	139,3	+97,8	+70,2%	88,3	+63,4%

Chiffre d'affaires de production d'énergie

La référence aux variations du chiffre d'affaires à changes constants ou taux de change constants (tcc), signifie que l'impact des variations de taux de change a été exclu. Ce dernier est éliminé en recalculant les ventes de l'exercice considéré sur la base des taux de change utilisés pour l'exercice précédent.

Le chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 227,6 millions d'euros (237,1 millions d'euros tcc) au 31 décembre 2018 contre 139,3 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une progression de +97,8 millions d'euros (tcc) c'est-à-dire +70,2%, réalisée de façon purement organique et reflétant :

- la production en année pleine durant la période des actifs mis en service durant l'exercice 2017 pour +58,9 millions d'euros ; en particulier, les parcs éoliens australiens Hornsdale 3 (112 MW et +23,8 millions d'euros), Hornsdale 2 (102 MW et +7,4 millions d'euros), Hornsdale Power Reserve (100 MW et +18,7 millions d'euros) et dans une moindre mesure le parc solaire Providencia au Salvador (101 MWc et +4,8 millions d'euros) ;
- les mises en service de nouvelles installations de production en 2018 pour +28,4 millions d'euros, dont principalement Coleambally (189 MWc et +10,0 millions d'euros), Parkes (66 MWc et +5,6 millions d'euros), Dubbo (29 MWc et +3,2 millions d'euros) et Griffith (36 MWc et + 3,1 millions d'euros) ;
- le fonctionnement de la centrale biomasse Commentry générant une hausse de la production d'énergie biomasse de 15 MW et un impact positif sur le chiffre d'affaires de la période de +13,0 millions d'euros.

Ces évolutions favorables sont partiellement compensées par :

- l'effet prix résultant de la baisse du tarif moyen de l'énergie produite par la centrale Hornsdale 1 suite à son passage sous contrat long terme courant 2017 pour (1,9) millions d'euros. Le tarif moyen s'élève à 94 AUD/MW en 2018 contre 101 AUD/MW en 2017 ;
- la dépréciation du dollar australien.

Par opportunité, certaines centrales opèrent sur le marché préalablement à la signature d'un contrat de vente d'énergie long terme. C'est le cas de Coleambally et Dubbo, deux nouvelles centrales mises en service au cours de la période, dont les ventes d'énergie sur le marché ont augmenté (le lecteur est invité à se reporter à l'analyse faite précédemment).

Cet effet est partiellement compensé par les ventes liées à la production des centrales Hornsdale 3 (10,9 millions d'euros de chiffre d'affaires 2017) et Hornsdale 1 (4,6 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2017), passées sous contrat en 2018.

Autres produits

En 2018, les ventes de service comprennent essentiellement la facturation au gouvernement australien de la mise à disposition d'une partie des capacités de stockage de la centrale Hornsdale Power Reserve, pour 2,7 millions d'euros ainsi que des prestations de services et de loyers facturés à des entités hors Groupe.

1.2.4.2 Du chiffre d'affaire au résultat opérationnel courant

	31.12.2018		31.12.2017		Var	Var en %
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires		
Chiffre d'affaires	227,6		139,3			
Achats de marchandises et variation de stocks	(9,3)	4,1%	(4,3)	3,1%	(4,9)	+113,9%
Charges externes et de personnel	(49,8)	21,9%	(38,5)	27,6%	(11,4)	+29,6%
Impôts, taxes et versements assimilés	(4,9)	2,1%	(3,5)	2,5%	(1,4)	+39,1%
Quote-part du résultat des entreprises associées	0,8	0,3%	0,4	0,3%	+0,3	+80,5%
Autres produits et charges opérationnels courants	10,0	4,4%	8,7	6,2%	+1,3	+14,4%
Amortissements et provisions opérationnels courants	(65,4)	28,7%	(41,5)	29,8%	(24,0)	+57,8%
Résultat opérationnel courant	109,0	47,9%	60,7	43,5%	48,2	+79,5%
Impact des variations de taux de change	(5,2)	2,3%				
Résultat opérationnel courant à changes constants	114,1	50,1%				

Le résultat opérationnel courant s'élève à 109 millions d'euros au 31 décembre 2018 (114,1 millions d'euros tcc), contre 60,7 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de +48,2 millions i.e. +79,5% (+84,4% tcc).

En pourcentage du chiffre d'affaires, le résultat opérationnel courant a augmenté, passant de 43,6% du chiffre d'affaires en 2017 à 47,9 % en 2018, les charges d'exploitation ayant moins augmenté que le chiffre d'affaires.

Achats de marchandises et variation de stocks

Les achats de marchandises et la variation des stocks ont augmenté de +4,9 millions d'euros, pour atteindre 9,3 millions d'euros en 2018. L'augmentation trouve essentiellement sa source dans la hausse des achats pour la centrale biomasse de Commentry, reflétant le fonctionnement de l'installation sur toute la durée de l'exercice 2018.

Charges externes

Les charges externes s'élèvent à 39,9 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 32,2 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de +7,8 millions d'euros i.e. +23,9%, essentiellement due à l'augmentation des coûts d'entretien et de réparation résultant notamment de la hausse du nombre de projets en exploitation et des mises en services réalisées sur la période pour respectivement +7,7 millions d'euros et +2,4 millions d'euros.

Cet effet est partiellement compensé par le reclassement des charges locatives en charges d'intérêt et en charge d'amortissement du droit d'utilisation suite à l'application de la norme IFRS 16 pour (4,2) millions d'euros (se référer aux Notes 3 et 7 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2018).

Charges de personnel

Les salaires et charges du Groupe sont principalement fonction du nombre moyen d'employés et du niveau moyen des salaires. En outre, la part des charges de personnel affectées au développement de projet (à l'exception de la prospection) et à la construction sont capitalisés (se référer à la Note 7 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2018).

Au 31 décembre 2018, les charges de personnel s'élèvent à 9,8 millions d'euros contre 6,3 millions au 31 décembre 2017, soit une augmentation de 3,6 millions d'euros résultant :

- d'une hausse de 28% du nombre de salariés équivalents temps plein, et
- d'un pourcentage plus faible de capitalisation des salaires et charges en frais de développement (50%), par rapport à l'exercice précédent (61%).

Impôts, taxes et versements assimilés

Les impôts, taxes et versements assimilés s'élèvent à 4,8 millions d'euros au 31 décembre 2018, soit une hausse de +1,4 million d'euros.

Autres produits et charges opérationnels courants

Les autres produits et charges opérationnels courants s'élèvent à 9,9 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 8,7 millions d'euros au 31 décembre 2017, en hausse de +1,3 million d'euros. En 2018, ils correspondent essentiellement aux compensations pour pertes de chiffre d'affaires enregistrées à la suite de retards dans la mise en service des projets de parcs solaires Parkes (66 MWc), Griffith (35 MWc) et Dubbo (29 MWc), en Australie, à hauteur de 7,1 millions d'euros, ainsi qu'à l'amortissement d'une subvention d'investissement obtenue par le Groupe dans le cadre du projet photovoltaïque de DeGrussa (17 MWc), à hauteur de 2,6 millions d'euros.

Amortissements et provisions opérationnels courants

Au 31 décembre 2018, les amortissements et provisions opérationnels courants ont augmenté de +23,9 millions d'euros pour atteindre 65,4 millions d'euros. Ceci résulte essentiellement de la hausse du nombre d'installations en exploitation et des installations mises en service au cours de la période pour respectivement +16,4 millions d'euros et +6,6 millions d'euros.

1.2.4.3 Du résultat opérationnel courant au résultat opérationnel

	31.12.2018		31.12.2017		Var	Var en %
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires		
Chiffre d'affaires	227,6		139,3			
Résultat opérationnel courant	109,0	47,9%	60,7	43,6%	48,2	+79,5%
Autres produits et charges opérationnels non courants	(7,3)	(3,2)%	(4,0)	(2,9)%	(3,3)	+83,5%
Amortissements et provisions opérationnels non courants	1,5	0,7%	(3,0)	(2,2)%	4,6	NA
Résultat opérationnel	103,2	45,3%	53,7	38,5%	49,5	+92,1%
Effet des variations de taux de change	(5,1)	(2,3)%				
Résultat opérationnel à changes constants	108,3	47,6%				

Autres produits et charges opérationnels non-courants

	Exercice clos le 31 décembre				
	2018		2017		Variation %
	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	millions d'euros	% du chiffre d'affaires	
Frais de développement antérieurs	(4,1)	(1,8)%	(3,3)	(2,4)%	+22,6%
Résultat des cessions d'actifs	0,5	0,2%	1,3	0,9%	(59,3)%
Autres éléments non récurrents	(3,7)	(1,6)%	(1,9)	(1,4)%	(96,1)%
Total des autres produits et charges opérationnels non courants	(7,3)	(3,2)%	(4,0)	(2,9)%	+83,7%

Les autres produits et charges opérationnels non courants correspondent à une charge nette de 7,3 millions d'euros en 2018, en comparaison de la charge nette de 4,0 millions d'euros comptabilisée en 2017. Cette évolution est liée à :

- une hausse des abandons des frais de développement antérieurs, qui s'élèvent à 4,1 millions en 2018, contre 3,3 millions d'euros en 2017 ;
- une diminution des produits de cession essentiellement imputable à l'absence de cessions significatives au cours de l'exercice 2018 et au contre-effet 2017 de la cession de GenSun pour (1,6) millions d'euros ;
- une hausse des autres éléments non récurrents, qui s'est traduite par la comptabilisation de 3,7 million d'euros en 2018 correspondant essentiellement aux dépenses réalisées dans le cadre de l'introduction en bourse (3 millions d'euros). En 2017, la charge nette de 1,9 million d'euros comprenait principalement des pénalités facturées par le client de vapeur au Groupe (Commentry).

Amortissements et provisions opérationnels non-courants

Au 31 décembre 2018, les amortissements et les provisions opérationnels non-courants correspondent à une reprise nette de 1,5 million d'euros résultant de projets en développement dont les probabilités de réalisation ont été réévaluées.

Résultat opérationnel

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat opérationnel du Groupe a augmenté de 49,5 millions d'euros i.e., 92,1%, passant de 53,7 millions d'euros en 2017 à 103,2 millions d'euros en 2018 (108,3 millions d'euros tcc).

1.2.4.4 Résultat financier

<i>(En millions d'euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2018	2017
Coût de l'endettement financier	(65,6)	(37,7)
Autres produits et charges financiers	(8,3)	1,3
Résultat financier	(73,9)	(36,4)

Le résultat financier s'est dégradé de 37,5 millions d'euros passant de (36,4) millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 à (73,9) millions d'euros au 31 décembre 2018 (- 76,2 millions d'euros tcc). Cette évolution résulte principalement des éléments suivants :

- l'augmentation du coût de l'endettement financier qui s'établit à (65,6) millions d'euros au 31 décembre 2018 contre (37,7) au 31 décembre 2017. Ceci est principalement dû à la hausse de l'encours moyen d'endettement sur la période, porté par la croissance du nombre de projets en opération. Le coût de l'endettement financier a également été affecté dans une moindre mesure par l'évolution à la hausse du coût moyen de la dette en raison de l'augmentation du poids de la dette mezzanine dans le mix de l'endettement du Groupe et par l'impact de la première application de la norme IFRS 16. Au 31 décembre 2018, le coût net de l'endettement financier est composé de charges d'intérêts liées aux financements des actifs de production (- 53,9 millions d'euros), aux emprunts corporate (- 1,8 million d'euros), aux instruments financiers (- 7,4 millions d'euros), et à la charge financière liée à l'application de la norme IFRS 16 (- 2,5 millions d'euros) ;

- les autres produits et charges financiers correspondent à une charge nette de (8,3) millions d'euros au 31 décembre 2018 contre un produit net de 1,3 million d'euros au 31 décembre 2017.

Les autres produits et charges financières comprennent essentiellement des frais de caution, de garantie et des frais liés aux différents refinancements. Ce poste comprend également l'impact des instruments financiers (- 0,8 millions d'euros en 2018 contre +4,0 millions d'euros en 2017).

1.2.4.5 Charge d'impôt

La charge d'impôt sur le résultat du Groupe comprend l'impôt sur le résultat calculé sur la base des résultats générés par le Groupe ainsi que la contribution sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) et exclut les autres prélèvements ou impôts payés par le Groupe, tels que les taxes foncières ou la taxe professionnelle régionale, figurant sous le poste « impôts, taxes et versements assimilés » inclus dans le résultat opérationnel courant.

De nombreux facteurs peuvent avoir une incidence sur le taux d'imposition effectif du Groupe d'une période à l'autre, en raison notamment de l'évolution des taux d'imposition dans les différentes juridictions dans lesquelles le Groupe opère, l'étendue des charges non déductibles, l'effet des sous-capitalisations, la différence de taux fiscal entre les pays et les retenues à la source principalement imputables aux remontées des filiales à l'étranger.

La charge d'impôt a augmenté en 2018 pour atteindre 15,7 millions d'euros contre 6,8 millions d'euros en 2017. Le taux d'imposition effectif du Groupe, calculé en pourcentage du résultat avant impôt du Groupe, s'élève à 53,8% en 2018 contre 39,7% en 2017. Cette hausse s'explique principalement par :

- les charges financières non déductibles résultant des règles de sous-capitalisation ;
- l'effet de la non-utilisation des crédits d'impôts générés par les retenues à la source ;
- la hausse de la CVAE, liée à la croissance du nombre de parcs mis en exploitation en France.

1.2.4.6 Résultat net

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat net des activités poursuivies du Groupe a augmenté de +3 millions d'euros, soit une hausse de 29,6% pour passer de 10,4 millions d'euros en 2017 à 13,5 millions d'euros en 2018.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 1,2 million d'euros au 31 décembre 2018 contre (2,0) millions d'euros au 31 décembre 2017.

Malgré l'évolution positive du résultat net, la part du Groupe reste stable et s'élève à 12,4 millions d'euros au 31 décembre 2018.

La hausse du résultat expliquée par la mise en service de nouvelles installations de production et de l'exploitation en année pleine de nouvelles centrales (+34,3 M€) ainsi que le redémarrage de la centrale de Commentry (+5,0 millions d'euros) est essentiellement absorbée par l'augmentation des charges financières (- 20,4 millions d'euros) principalement liée à la mise en place de dettes mezzanines et l'impact positif en 2017 lié à la renégociation de la dette Cestas, ainsi que certains coûts complémentaires en 2018 (principalement salaires et charges externes) pour (3,7) millions d'euros, tous entièrement portés par Neoen et non par les minoritaires.

A noter également l'impact négatif de l'impôt pour (7,1) millions d'euros suite à l'augmentation du taux effectif, la mise en place d'IFRS 16 pour (1,1) million d'euros et les impacts de change pour (1,4) million d'euros, contribuant à la stabilité du résultat de la part du Groupe.

1.3 TRÉSorerIE ET CAPITALS PROPRES

Les besoins en trésorerie du Groupe proviennent principalement de son activité d'investissement dans le développement d'une part et la construction d'installations éoliennes, solaire, biomasse et de stockage d'autre part, du remboursement de l'endettement contracté par les sociétés de projets ou par les holdings qui les détiennent et dans une moindre mesure, de ses besoins en fonds de roulement. D'une manière générale, le Groupe répond à ses besoins en trésorerie pour la construction des installations par le biais de financements de projets sans recours et long-terme au niveau des sociétés de projets ou des holdings qui les détiennent, endettement qui est ensuite remboursé par les flux générés par la vente d'énergie. Historiquement, les fonds propres apportés par le Groupe aux sociétés de projets ont été couverts principalement par des augmentations de capital au niveau de la Société, par des financements mezzanines et, dans une moindre mesure, par des ressources issues d'excédents de trésorerie générés par l'activité opérationnelle. Pour financer ses besoins en fonds de roulement et ses activités de développement, le Groupe utilise principalement ses ressources issues d'excédents de trésorerie générés par l'activité opérationnelle et dans une moindre mesure des financements « *corporate* » souscrits au niveau de la Société, qui ont été totalement remboursés au 31 décembre 2018.

Les besoins en trésorerie liés au développement et à la construction des projets varient en fonction du stade d'avancement d'un projet. Le Groupe structure l'endettement des projets dans la devise des flux de revenus attendus de ces projets.

Le tableau suivant résume, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en exploitation au 31 décembre 2018, la durée initiale moyenne des financements de projets obtenus :

Durée initiale moyenne pondérée par l'endettement (en années)	Solaire	Éolien	Biomasse	Total
Europe - Afrique	18,6	16,7	16,5	17,8
Australie	15,5 ⁽¹⁾	20,6	n,a	18,6
Amériques	18,5	n,a	n,a	18,5
Total	17,6	19,0	16,5	18,2

(1) La durée plus courte pour l'activité « solaire » en Australie s'explique principalement par des durées plus faibles des contrats de vente d'électricité et tout particulièrement par celui du projet DeGrussa qui étant adossé à une mine de cuivre, a la vie économique de cette dernière.

Le tableau suivant résume, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en exploitation au 31 décembre 2018, la durée résiduelle moyenne des financements de projet consentis, au 31 décembre 2018 :

Durée résiduelle moyenne pondérée par l'endettement (en années)	Solaire	Éolien	Biomasse	Total
Europe - Afrique	16,0	14,1	11,3	15,0
Australie	13,9	18,0	n,a	16,3
Amériques	15,9	n,a	n,a	15,9
Total	15,3	16,4	11,3	15,6

Le tableau suivant résume, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en exploitation au 31 décembre 2018 et par région et par technologie, le ratio moyen pondéré du montant total de l'endettement de projet obtenu par rapport aux dépenses d'investissement réalisées pour le développement et la construction des projets :

Ratio Dette / Dépenses d'investissement	Solaire	Éolien	Biomasse	Total
Europe - Afrique	88,3% ⁽¹⁾	83,2% ⁽²⁾	69,5%	84,6%
Australie	70,4%	73,7%	n.a,	72,3%
Amériques	77,7%	n.a,	n.a,	77,7%
Total	80,3%	77,3%	69,5%	78,5%

(1) Les taux de levier généralement plus élevés dans la zone Europe - Afrique reflètent en partie la présence d'EDF OA comme contrepartie aux contrats de vente d'électricité en France, ce qui permet d'avoir des conditions de prêt plus favorables en raison d'un risque de contrepartie perçu par les prêteurs comme étant plus faible.

(2) Le ratio plus élevé obtenu pour les financements solaires dans la zone Europe - Afrique par rapport à ceux d'autres technologies et régions s'explique principalement (i) par les durées des contrats de vente d'électricité plus longues pour les projets solaires (20 ans pour les projets photovoltaïques, 15 ans pour les projets éoliens) et (ii) par le récent refinancement de la dette des projets Cestas en France et Cabrela au Portugal.

Le tableau suivant résume, au 31 décembre 2018 et pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en opération au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt moyen pondéré de l'endettement au titre des financements de projet, sur une base « all-in », c'est-à-dire la somme de la marge appliquée par l'établissement financier et les swaps de taux ou autres produits dérivés de taux :

Taux d'intérêts moyen pondéré « all-in »	Solaire	Éolien	Biomasse	Total
Europe - Afrique	3,57%	2,53%	5,96%	3,41%
Australie	5,20%	4,65%	n.a	4,87%
Amériques	7,25% ⁽¹⁾	n.a	n.a	7,25%
Total	4,60%	3,78%	5,96%	4,31%

(1) Le taux d'intérêt plus élevé pour le projet Providencia Solar, le seul projet en exploitation dans la zone géographique Amériques au 31 décembre 2018, provient du fait qu'il est situé au Salvador, un pays non-membre de l'OCDE avec un profil de risque perçu comme plus élevé par les partenaires financiers du Groupe.

1.3.1 Endettement du Groupe

1.3.1.1 Présentation générale

Les investissements se rapportant à la construction des installations sont généralement engagés et financés au niveau de la société de projet constituée par le Groupe pour détenir et porter l'endettement afférent au projet. Selon cette approche, la société de projet finance la majeure partie du projet à travers la dette qu'elle souscrit sans possibilité de recours sur la Société et les autres entités situées hors du périmètre du financement spécifique. Le Groupe consolide toutes ses sociétés de projets par intégration globale à quelques exceptions près (Seixal (titres mis en équivalence) et une partie des sociétés de projets Cestas (titres comptabilisés à leurs justes valeurs)). La Société refinance également les fonds propres au niveau d'un groupe de projets avec de la dette junior mezzanine de projet (« Green Bonds »). Ces mezzanines se situent au niveau d'holdings intermédiaires et respectent les mêmes critères que les financements de projet seniors, c'est-à-dire sans recours sur la Société, long terme sans risque de refinancement et à taux fixes ou couverts, dans les mêmes devises que les flux de trésorerie. Pour les projets et holdings consolidés, l'endettement est comptabilisé en dette financière dans les comptes consolidés du Groupe.

L'endettement du Groupe est principalement composé de l'endettement de projets à long terme couvert par les flux de trésorerie attendus de la vente d'énergie et de certificats verts des projets sous-jacents. En conséquence, l'encours de dette du Groupe a augmenté progressivement en fonction de la croissance du nombre des projets en exploitation ou en construction.

Dans le cadre de l'analyse et la gestion de son endettement, le Groupe prend en compte non seulement le niveau global de son endettement financier consolidé (détaillé ci-après, au paragraphe 1.3.1.3), mais aussi sa « dette nette », un indicateur non-IFRS.

1.3.1.2 Évolution de l'endettement net du Groupe

La dette nette s'élève à 1 037,9 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 970,9 millions d'euros au 31 décembre 2017. Le tableau suivant détaille le calcul de la dette nette du Groupe :

(En millions d'euros)	31.12.2018	31.12.2017
Total dettes financières⁽¹⁾	1 690,8	1 399,2
Investisseurs minoritaires et autres ⁽²⁾	(45,4)	(90,4)
Total dettes financières ajustées	1 645,4	1 308,8
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(503,8)	(260,0)
Dépôts de garantie ⁽³⁾	(97,8)	(66,8)
Instruments dérivés actifs – effets des couvertures ⁽⁴⁾	(5,8)	(6,1)
Autres créances ⁽⁵⁾	0,0	(4,9)
Total dette nette	1 037,9	970,9

(1) Les dettes locatives sont incluses dans le calcul de la dette nette, en regard d'un EBITDA courant qui n'inclut pas les charges de loyers (application IFRS 16).

(2) Comprend les prêts d'actionnaires octroyés aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires, Se reporter au paragraphe 1.3.1.8 « Investisseurs minoritaires et autres » du présent document.

(3) Comprend principalement des dépôts liés aux comptes de réserve des financements bancaires des actifs de production,

(4) Instruments dérivés de couverture de risque de taux ayant une valeur de marché positive, Les instruments dérivés de risque de taux dont la valeur de marché est négative figurent dans la partie Total dettes financières.

(5) Au 31 décembre 2017, les autres créances comprenaient des montants tirés au titre des financements de projets et mis à disposition des sociétés de projets mais sous séquestre en attendant la présentation des factures associées sur la société Biomasse Energy Commeny.

1.3.1.3 Évolution de l'endettement financier du Groupe au 31 décembre 2018

Au 31 décembre 2018, l'endettement financier consolidé du Groupe s'élève à 1 690,8 millions d'euros contre 1 399,2 millions d'euros au 31 décembre 2017. Il est détaillé dans le tableau ci-après :

(En millions d'euros)	31.12.2018	31.12.2017
Emprunt bancaire – financement des projets	1 229,3	974,3
Financements obligataires des projets	262,8	231,1
Dettes locatives ⁽¹⁾	96,9	-
Financement corporate	16,1	78,4
Investisseurs minoritaires et autres	45,4	90,4
Instruments dérivés passifs– effets des couvertures	40,3	24,8
Total dette financière	1 690,8	1 399,2

(1) Dettes locatives constatées au titre de l'application prospective de la norme IFRS 16 à partir du 1^{er} janvier 2018 (application anticipée par le Groupe dans ses comptes au 30 juin 2018).

1.3.1.4 Emprunts long-terme sans recours au niveau de sociétés de projets et holdings de sociétés de projets

Le Groupe finance une part importante de ses investissements grâce à de la dette « sans recours » sur la société-mère (« Project Finance »).

Les emprunts structurés en « financement de projet sans recours » des sociétés de projets (ou holdings) impliquent des remboursements de dettes aux prêteurs effectués exclusivement à partir des revenus générés de la production d'énergie. Ces emprunts sont généralement garantis par les actifs physiques de la centrale, les contrats et accords majeurs, les contrats d'assurances, les comptes de trésorerie et la participation et le compte courant du Groupe dans la filiale qui détient l'installation. Ces types de financement sont généralement structurés de manière à ce que tous les revenus d'une installation soient déposés sur des comptes bancaires nantis. Ces fonds sont ensuite utilisés selon un ordre de priorité stipulé dans les documents de financement afin de s'assurer que, dans la mesure du possible, ils servent d'abord à payer les dépenses d'exploitation (y compris les frais de gestion), les taxes et le service de la dette de premier rang, et à financer les comptes de réserve pour atteindre les montants spécifiés dans les contrats de financement y afférents.

De ce fait, sous réserve du respect des conditions spécifiées dans le contrat de financement, les fonds disponibles peuvent être décaissés pour le paiement du service de la dette subordonnée (notamment la dette mezzanine) ou des dividendes ou le remboursement des avances en comptes-courants aux actionnaires.

La dette sans recours du Groupe comporte deux composantes :

- **Emprunt bancaire – financement des actifs de production**, correspondant aux emprunts souscrits par les sociétés de projets dans le cadre de la construction des projets du Groupe. Au 31 décembre 2018, ils s'élevaient à 1 229,3 millions d'euros, contre 974,3 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une hausse de 254,9 millions d'euros qui s'explique essentiellement par les éléments suivants :
 - o la souscription de nouveaux emprunts long-terme « sans recours » au 31 décembre 2018 pour 342,8 millions d'euros ;
 - o le remboursement des emprunts à hauteur de (66,1) millions d'euros ;
 - o les effets de change pour (21,5) millions d'euros.
- **Financements obligataires des projets**

Ils comprennent essentiellement les encours des émissions obligataires vertes (*green bond*) réalisées depuis 2015, issus des financements mezzanines juniors permettant au Groupe de monétiser les flux de trésorerie résiduels attendus d'un groupe de sociétés de projets après les paiements dus au titre de leurs obligations seniors. Ces émissions obligataires mezzanines réalisées par le Groupe, qui utilisent les flux attendus des projets dans un périmètre de financement donné, permettent de financer une part des fonds propres de nouveaux projets situés en dehors de ce périmètre.

En 2017, le Groupe avait réalisé une émission obligataire verte pour un montant total pouvant aller jusqu'à 245 millions d'euros, libellé en trois tranches (Euro, AUD, USD repayés par des flux des projets sous-jacents dans les mêmes devises) avec un taux d'intérêt moyen sur les trois tranches d'environ 8% par an avant impôts, et une maturité de 20 ans, destinés au financement d'un portefeuille de projets éoliens terrestres et solaires en Australie, en Amérique latine et en France totalisant 1,6 GW de puissance cumulée (notamment les projets Villacerf, Osière, Vallée aux Grillons, Raucourt, Bussy, Cap Découverte, Providencia Solar, Hornsdale 1,2 et 3, Dubbo, Griffith et Parkes).

A ce titre, au 31 décembre 2017, le Groupe avait réalisé un tirage de 144,9 millions d'euros afin de refinancer un portefeuille de 42 projets multi-pays de 1,6 MW. Au 31 décembre 2018, le Groupe a réalisé un tirage supplémentaire de 50,2 millions d'euros et remboursé 8,7 millions d'euros.

1.3.1.5 Financements *corporate*

Les financements *corporate* du Groupe correspondent à :

- des prêts amortissables souscrits auprès de la BPI en 2015 et 2017 et dont l'encours s'élève à 15,3 millions d'euros au 31 décembre 2018 ;
- une ligne de financement bancaire court terme, souscrite par la société Biomasse Energy Commentry pour 0,8 millions d'euros, afin de financer ses besoins en fonds de roulement ;
- un ensemble de lignes de financement bancaire court terme disponibles, en vue d'assurer ses besoins en fonds de roulement et dont le montant disponible au 31 décembre 2018 s'établit à 145 millions d'euros (après remboursement de 62 millions d'euros durant la période).

1.3.1.6 Taux d'intérêt moyen pondéré global

Au 31 décembre 2018, le taux d'intérêt moyen pondéré des différentes dettes du Groupe (dettes projets, dettes mezzanines et dette *corporate*, mais excluant les prêts d'actionnaires) était de :

- 3,50 % en euros (exclusion de l'ensemble des holdings du projet Cestas ainsi que du projet Seixal, non consolidées) ;
- 5,26 % en dollars australiens ;
- 7,09 % en dollars américains.

Ce taux d'intérêt moyen est (i) calculé sur la base de tous les financements à date (i.e., dette signée, en tirage, en remboursement, consolidée, (ii) pondéré sur la base de (x) la dette totale initiale des projets et mezzanine ; (y) la dette tirée sur l'obligation verte de 2017 au 31 décembre 2018 ; et (z) le montant total des lignes *corporate* (montants tirés et non-tirés) et (iii) calculé sur une base « *all-in* » c'est-à-dire la somme de la marge appliquée par l'établissement financier et les swaps de taux ou autres produits dérivés de taux.

1.3.1.7 Contrats financiers

Covenants financiers

A l'exception des deux centrales ci-dessous, il n'est constaté aucune indication que les différentes sociétés financées par des dettes projet ne respectent pas leurs covenants de ratios financiers de DSCR minimum, ou de fonds propres minimum :

- Auxois Sud : des arrêts ont été réalisés en fin d'année 2018 afin de permettre la construction d'une extension (centrale du « Plateau de l'Auxois Sud ») entraînant une perte de revenu équivalente à 2 mois de production, ce qui abaissé le DSCR en-dessous du déclenchement de défaut. Cet événement reste de nature exceptionnelle et ne reflète en rien une moindre performance de la centrale ;
- Champs d'Amour : pour cette première année d'exploitation, la centrale éolienne de Champs d'Amour a été pénalisée par une ressource plus faible simultanément à une montée en charge plus lente que prévue. Cette conjonction a négativement déplacé le DSCR en-dessous du déclenchement de défaut.

A la date du présent document, le Groupe a entamé des discussions avec les créanciers prêteurs dans le but d'obtenir des *waivers* à ces cas de non-respect de DSCR minimums. Le Groupe n'anticipe pas de difficultés significatives dans l'obtention de ces *waivers*.

Pour plus d'informations concernant la description des contrats de financement et les risques afférents, le lecteur est invité à se référer au paragraphe 1.5.1.1 « *Risques relatifs aux projets et aux installations du Groupe* ».

Réaménagement de la dette de la société Biomasse Energie de Commentry

Dans le cadre du financement de sa centrale biomasse de Commentry, le Groupe a conclu, par l'intermédiaire de la société Biomasse Energie de Commentry (« BEC »), un contrat de financement en date du 27 septembre 2013 prévoyant (i) une ouverture de crédit d'un montant maximum en principal de 57 001 500 euros, destinée au financement partiel du coût d'investissement de la construction de la centrale biomasse ; et (ii) une ouverture de crédit d'un montant maximum en principal de 5 000 000 euros, afin de permettre le financement de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) afférente aux travaux de construction de la centrale biomasse (cette ligne TVA ayant été depuis remboursée).

La construction de la centrale de Commentry ayant subi 28 mois de retard, la réception de celle-ci n'est finalement intervenue qu'en février 2018. Les difficultés rencontrées dans la construction de la centrale ont entraîné des reports de paiement du capital au titre de la dette projet. Ces reports ont fait l'objet de *waivers* de la part des banques de financement et la dette projet a été réaménagée, par avenants au contrat de financement en 2018, permettant ainsi d'assurer la pérennité économique du projet.

De nouveau opérationnelle depuis novembre 2017 et réceptionnée en février 2018, la centrale BEC affiche à ce jour de bonnes performances.

1.3.1.8 Investisseurs minoritaires et autres

Les dettes financières incluses dans la ligne « Investisseurs minoritaires et autres » correspondent aux avances en compte courant octroyées à la Société par ses actionnaires ou octroyées aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires.

Au 31 décembre 2018, ces financements représentent un endettement de 45,3 millions d'euros, contre 90,4 millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une baisse de 45,1 millions résultant essentiellement du remboursement des prêts actionnaires (Impala) pour 53,6 millions avec une augmentation correspondante des fonds propres de la société dans le cadre de l'introduction en bourse et dans une moindre mesure, d'apports complémentaires réalisés par les investisseurs minoritaires dans les sociétés du Groupe.

1.3.1.9 Instruments financiers dérivés – effets des couvertures

L'exposition du Groupe aux taux d'intérêts variables est gérée systématiquement par des swaps ou des caps plus amplement décrits au paragraphe 1.5.3.1 « *Risques de taux* » du présent document. Les instruments dérivés utilisés par le Groupe ont pour objectif la couverture des risques de taux sur les lignes d'emprunt contractées à taux variables. Lorsqu'ils ont une valeur de marché négative, ils sont comptabilisés dans les passifs du Groupe « Instruments financiers dérivé courants » et « Instruments financiers dérivé non courants ». Lorsqu'ils ont une valeur de marché positive, ils sont comptabilisés dans les actifs du Groupe « Instruments financiers dérivé courants » et « Instruments financiers dérivé non-courants ».

Au 31 décembre 2018, les instruments dérivés utilisés par le Groupe ayant une valeur négative représentaient un endettement de 40,3 millions d'euros contre 24,8 millions d'euros au 31 décembre 2017 alors que les instruments dérivés ayant une valeur positive représentaient un actif de 5,8 millions d'euros.

1.3.2 Situation et Flux de trésorerie

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2018	31.12.2017
Flux net de trésorerie liés aux activités opérationnelles	156,5	75,4
Flux net de trésorerie liés aux activités d'investissement	(532,1)	(483,2)
Flux net de trésorerie liés aux activités de financement	624,8	573,9
Incidence de la variation des taux de change	(5,1)	(5,0)
Variation nette de la trésorerie	244,1	160,9

1.3.2.1 Flux net généré par l'activité opérationnelle du Groupe

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2018	31.12.2017
Résultat net	13,5	10,4
Éliminations ⁽¹⁾	151,6	84,8
Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement	(6,0)	(16,2)
Impôts décaissés (encaissés)	(2,6)	(3,6)
Flux net de trésorerie généré par les activités opérationnelles	156,5	75,4

(1) Comprend les variations non-cash, y compris notamment les amortissements et provisions, le coût de l'endettement financier net, les variations de juste valeur au résultat des instruments financiers dérivés, des plus et moins-values de cession et de la charge (produit) d'impôt différé. La hausse de la période s'explique par la croissance des sociétés en opération.

Le flux net de trésorerie généré par les activités opérationnelles s'établit à 156,5 millions d'euros au 31 décembre 2018, contre 75,4 millions d'euros au 31 décembre 2017, en hausse de 81,1 millions. Ceci est essentiellement imputable à la croissance de l'activité mais également à la variation du besoin en fonds de roulement qui s'établit à (6,0) millions au 31 décembre 2018 contre (16,2) millions d'euros au 31 décembre 2017, soit une amélioration de 10,2 millions d'euros résultant :

- de la réduction des délais de règlement clients malgré la hausse de l'activité (incidence de +7,8 millions d'euros) ;
- de la baisse des fournisseurs débiteurs (incidence de +11,9 millions d'euro).

Ces effets sont partiellement compensés par une hausse plus rapide des dettes fournisseurs (+9,1 millions d'euros) expliquée par la croissance de l'activité sur la période, en particulier sur la technologie biomasse.

Les créances et dette fiscales, dont la TVA, varient dans les mêmes proportions et n'ont pas d'impact significatif sur le besoin en fonds de roulement.

1.3.2.2 Flux net provenant des investissements du Groupe

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2018	31.12.2017
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise	(18,9)	(7,7)
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée	0,8	2,3
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	(483,9)	(468,0)
Cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	0,4	1,1
Acquisition d'actifs financiers ⁽¹⁾	(31,3)	(11,4)
Dividendes reçus	0,8	0,4
Cession d'actifs financiers	(0,0)	-
Flux net de trésorerie liés aux activités d'investissement	(532,1)	(483,2)

(1) Les actifs financiers comprennent essentiellement des comptes de séquestre mis en place par la Société dans le cadre du financement de ses projets. La hausse des investissements réalisés sur la période s'explique essentiellement par la mise en place en 2018 de DSRA (Debt Service Reserve Account) sur les projets australiens.

L'utilisation nette de trésorerie provenant des investissements du Groupe s'élève à 532,1 millions d'euros en 2018 et à 483,2 millions d'euros en 2017. Les flux s'expliquent principalement par l'acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles liées aux projets en cours, et dans une moindre mesure des acquisitions d'actifs financiers et des acquisitions de filiales. Pour une description détaillée des investissements sous-jacents, voir le paragraphe 1.3.3.1 « *Investissements* ».

1.3.2.3 Flux net provenant du financement du Groupe

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2018	31.12.2017
Augmentation de capital de la société mère	441,7	3,1
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations de capital	0,6	8,2
Cession (acquisition) nette d'actions propres	(2,7)	0,5
Émission d'emprunts	412,7	716,2
Dividendes payés	(3,8)	(2,1)
Remboursement d'emprunts	(161,1)	(114,5)
Intérêts financiers nets versés	(62,6)	(37,6)
Flux net de trésorerie liés aux activités de financement	624,8	573,9

Entre 2017 et 2018, la hausse de 50,9 millions du flux net de trésorerie provenant des activités de financement s'explique principalement par :

- l'augmentation de capital réalisée lors de l'introduction en bourse de la Société le 18 octobre 2018 pour 449,9 millions d'euros (voir note 23 de l'annexe aux comptes consolidés) ;
- la hausse des remboursements d'emprunts de 46,6 millions d'euros (voir note 25 de l'annexe aux comptes consolidés) ;
- la baisse des émissions d'emprunts de (303,5) millions (voir note 25 de l'annexe aux comptes consolidés) ;
- la hausse des intérêts financiers net versés pour (25) millions d'euros (voir note 25 de l'annexe aux comptes consolidés).

1.3.3 Investissements réalisés par le Groupe

Les dépenses d'investissement du Groupe sont essentiellement réalisées dans des projets de parcs solaires et éoliens, de centrales biomasse ou de stockage, en développement ou en construction et se composent d'acquisitions d'immobilisations corporelles d'une part et incorporelles d'autre part. Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement comprennent des investissements financiers réalisés à travers des acquisitions d'actifs financiers et des acquisitions de filiales.

Les immobilisations corporelles acquises par le Groupe sont principalement composées des actifs de production détenus par le Groupe, généralement immobilisés à compter de l'entrée en construction d'un projet ou de sa date d'acquisition par le Groupe. Dans une moindre mesure, les immobilisations corporelles comprennent d'autres immobilisations, telles que les terrains acquis par le Groupe pour la construction de ses installations ou les coûts de structuration lors de la mise en place des emprunts servant à financer les actifs jusqu'à la mise en service des projets.

Les immobilisations incorporelles acquises par le Groupe sont principalement composées des coûts de développement activés se rattachant aux différents projets, immobilisés dès lors que les critères d'activation sont remplis. Le Groupe considère que ces critères sont remplis au moment où un projet rentre dans le portefeuille de développement, c'est-à-dire lorsque les éléments contractuels et les études techniques indiquent que la faisabilité d'un projet est probable (le plus souvent à la phase « *early stage* »). Au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2018, le montant total des coûts de développement immobilisés au bilan consolidé qui correspond aux étapes antérieures à la phase « *awarded* » (soit, les phases « *early stage* », « *advanced development* » et « *tender ready* ») était de 18,3 millions d'euros et 21,8 millions d'euros, respectivement. Inversement, le montant des coûts de développement non activés au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2018 s'élève à 0,9 million d'euros et 1,3 million d'euros, respectivement, et correspond essentiellement à de la prospection transverse et du développement de projets non encore entrés dans le portefeuille. Les immobilisations incorporelles comprennent également des coûts de développement réévalués à la suite d'acquisitions de projets ainsi que la valorisation de droits acquis par le Groupe dans le cadre de la signature de contrats d'achat d'électricité en Australie.

Enfin, les investissements financiers comprennent principalement les acquisitions d'actifs financiers composés de comptes de réserve (*Debt Service Reserve Account* ou « *DSRA* ») constitués dans les sociétés de projets, de dépôts de garantie constitués dans le cadre de réponses à des appels d'offres ainsi que, dans une moindre mesure, de titres et d'apports en compte courant, d'échéance supérieure à un an, consentis envers des sociétés de projets non consolidées par intégration globale. Les investissements financiers se composent également d'autres investissements reflétés dans le tableau des flux de trésorerie tels que des acquisitions de filiales.

Les acquisitions d'immobilisations corporelles par le Groupe sont financées principalement par voie d'endettement externe, porté par les sociétés de projets ou des holdings intermédiaires spécifiques aux projets, sans recours sur d'autres actifs que ceux de la société de projet, ses titres et son compte courant d'actionnaire ou les actifs des holdings intermédiaires spécifiques aux projets (dans certains cas exceptionnels, une collatéralisation est mise en place au sein d'un groupe de projets pour des raisons d'efficacité de financement). Dans une moindre mesure, ces acquisitions sont financées par voie d'avances en compte courant ou en fonds propres octroyées par le Groupe à la société de projet.

Dans le cadre du financement par voie d'endettement externe, les frais et primes d'émission liés aux emprunts servant à financer les actifs jusqu'à la mise en service sont incorporés dans le coût d'entrée des immobilisations. En cas d'avances en compte courant ou en fonds propres octroyées à des entreprises associées ou co-entreprises, les avances en compte courant sont comptabilisées en actifs financiers non courants, et les apports en fonds propres sont comptabilisés au bilan en tant que participations dans les entreprises associées et co-entreprises.

Lorsque les avances en compte courant ou en fonds propres sont octroyées à des sociétés intégrées globalement, les fonds propres et avances en compte courant sont éliminés en consolidation.

Enfin, les acquisitions d'immobilisations incorporelles par le Groupe sont très majoritairement financées par fonds propres au niveau des sociétés de développement.

La politique d'investissement du Groupe repose sur le Conseil d'administration qui valide annuellement le budget alloué aux dépenses en capital et approuve (i) tout investissement par la Société ou l'une de ses filiales, immédiatement ou à terme, en fonds propres ou dépense relatif à un projet non prévu au budget (y compris tout partenariat ou contrat de *joint-venture*) d'un montant unitaire supérieur à 7 500 000 euros, (ii) tout investissement ou dépense réalisé par la Société ou l'une de ses filiales relatif à un projet prévu au budget ou autorisé par le Conseil d'administration, selon le cas, pour un montant qui entraîne un accroissement de plus de 15% des fonds propres prévus au budget ou autorisé par le Conseil d'administration, selon le cas, pour ledit projet. Pour une présentation des compétences réservées du Conseil d'administration, se reporter au paragraphe 3.2.1.2 (ii) « *Matières réservées au Conseil d'administration* » du présent document.

1.3.3.1 Principaux investissements en 2018 et 2017

Le tableau ci-dessous expose, par objet, les investissements consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 31 décembre 2017 :

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2018	31.12.2017
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles⁽¹⁾ :	464,2	539,4
-Dont acquisitions d'immobilisations incorporelles	22,0	32,2
-Dont acquisitions d'immobilisations corporelles	442,2	507,2
Investissements financiers :	50,2	19,1
-Dont acquisitions d'actifs financiers	31,3	11,4
-Dont acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise	18,9	7,7

(1) Les montants bruts d'acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles sont présentés ci-dessus avant la variation des dettes fournisseurs d'immobilisations (incluses dans le poste « variation cash des dettes fournisseurs d'immobilisations » de la Note 15 aux États Financiers Annuels) qui permet de réconcilier la valeur des actifs immobilisés avec les dépenses en trésorerie engagées. Les montants nets de ces variations figurant dans les tableaux de flux de trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2018 s'élèvent, respectivement, à 468,0 millions d'euros et 483,9 millions d'euros.

Principaux investissements réalisés au cours de la période

Au 31 décembre 2018, le Groupe a réalisé les investissements suivants :

- 22,0 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations incorporelles correspondant à l'activation de coûts directement rattachables au développement de projets pour un montant de 21,8 millions d'euros (notamment les projets Bangweulu, El Llano, Metoro, Kaban, Altiplano, Hedet, Albireo, Sunny 3 – Paradise Park, La Puna ou encore Numurkah) ainsi qu'à l'acquisition d'autres immobilisations incorporelles pour un montant de 0,3 million d'euros ;
- 442,2 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations corporelles correspondant principalement à la construction de projets en Australie pour un montant de 261,9 millions d'euros (Coleambally, Bulgana et Numurkah), en France pour un montant de 100,5 millions d'euros (Plateau de l'Auxois Sud, Chassepain, Pays Chaumontais, Lagarde d'Apt, Lugos et Corbas), en Zambie pour un montant de 27,8 millions d'euros (Bangweulu), en Finlande pour 24,6 millions d'euros (Hedet), ainsi qu'en Jamaïque pour un montant de 15,7 millions d'euros (Paradise Park);
- les montants bruts d'acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles présentés ci-dessus sont présentés avant l'effet de 19,7 millions d'euros au titre de la variation cash des dettes fournisseurs. Le montant net de trésorerie utilisé pour ces acquisitions, après prise en compte de la variation cash des dettes fournisseurs est de 483,9 millions d'euros ;
- des investissements financiers d'un montant de 50,2 millions d'euros, correspondant principalement à des dépôts bloqués dans le cadre de la construction du projet Numurkah ainsi qu'à des DSRA relatifs aux projets mis en exploitation sur la période ainsi qu'à des paiements de compléments de prix relatifs aux projets Bulgana et La Puna acquis en 2017 et à l'acquisition de 80,1% des parts sociales de la société Hedet Vindpark AB porteuse des projets de fermes éoliennes « Hedet » en Finlande.

Principaux investissements réalisés au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, le Groupe a réalisé les investissements suivants :

- 32,2 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations incorporelles correspondant à l'activation de coûts directement rattachables au développement de projets pour un montant de 18,3 millions d'euros (notamment en Australie, France, Mexique et Argentine) ainsi qu'à l'acquisition d'autres immobilisations incorporelles pour un montant de 13,9 millions d'euros principalement composées de droits acquis par le Groupe dans le cadre de la signature de contrats d'achat d'électricité en Australie ;
- 507,2 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations corporelles correspondant principalement à la construction de projets en Australie pour un montant de 337 millions d'euros (HWF 2 (33 millions d'euros), HWF 3 (141 millions d'euros), Parkes (66 millions d'euros), Griffith (36 millions d'euros), Dubbo (31 millions d'euros) et Coleambally (30 millions d'euros)), la construction de projets en France pour un montant de 61 millions d'euros (Osière (18 millions d'euros), Vallée aux Grillons (12 millions d'euros), Chassepain (14 millions d'euros), Pays Chaumontais (7 millions d'euros) et Champ d'Amour (10 millions d'euros)), la construction du projet solaire Providencia Solar au Salvador pour un montant de 33 millions d'euros et du projet Bangweulu en Zambie pour un montant de 10 millions d'euros ainsi qu'aux actifs de production entrés en construction et mis en service en 2017 (essentiellement Hornsdale Power Reserve) pour un montant de 56 millions d'euros ;
- les montants bruts d'acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles présentés ci-dessus sont présentés avant l'effet de 71,4 millions d'euros au titre de l'augmentation des dettes fournisseurs d'immobilisations. Le montant net de trésorerie utilisé pour ces acquisitions, après prise en compte de la variation cash des dettes fournisseurs est de 468,0 millions d'euros ;

- des investissements financiers d'un montant de 19,1 millions d'euros, correspondant principalement aux montants payés au titre de l'acquisition d'actifs financiers dont notamment des DSRA relatifs aux projets HWF et Providencia Solar, réduit par un remboursement des comptes courants des projets Cestas non consolidés à Neoen Solaire et augmenté par l'acquisition d'une option de cap de taux au premier tirage de l'émission obligataire verte (green bonds) de décembre 2017 à des fins de couverture de taux d'intérêts.

1.3.3.2 Principaux investissements en cours de réalisation

À la date du présent document, les principaux investissements du Groupe en cours de réalisation correspondent aux projets en construction ou en développement pour lesquels des investissements et dépenses ont été engagés.

1.3.3.3 Principaux investissements envisagés

Le Groupe poursuit une stratégie « *develop-to-own* » selon laquelle il développe ses projets dans le but de détenir et d'exploiter les actifs de production dès que leur construction est achevée. Dans ce cadre, les investissements que le Groupe envisage de réaliser dans le futur consisteront principalement (i) en l'alimentation continue de ce portefeuille par de nouveaux projets, et (ii) en l'avancement des projets composant le portefeuille du Groupe à des stades plus avancés jusqu'à la mise en service des installations.

1.4 AUTRES INFORMATIONS

1.4.1 Événements postérieurs à la clôture

En janvier 2019, Neoen a annoncé la mise en service de la première tranche de Corbas. Affichant une puissance totale de 16 MWc, Corbas est le plus important projet d'ombrières de France. Les panneaux solaires vont permettre de protéger des intempéries les véhicules neufs présents sur le site. Les riverains ont été associés au financement. En l'espace de quatre semaines, ils ont apporté 1,2 million d'euros au projet sous forme de financement participatif, ce qui en fait la collecte la plus importante et la plus rapide pour financer un projet solaire en France selon les termes proposés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

En février 2019, Neoen a conclu un nouveau programme de financement en dette senior d'un portefeuille de projets solaires et éoliens français. Ce programme est dimensionné pour atteindre une centaine de millions d'euros. La Caisse d'Épargne CEPAC, en tant qu'arrangeur des crédits, coordinateur et agent des prêteurs a structuré le financement, Bpifrance et la BEI en sont les partenaires financiers.

Également **en février 2019** et six mois après l'annonce de la signature d'un contrat d'achat de l'électricité produite par Google, Neoen a bouclé le financement de Hedet, projet éolien de 81 MW situé en Finlande. KfW Ipex et SEB apportent la dette senior du projet (66,5 millions d'euros). Hedet sera le 1^{er} projet de Neoen à être mis en service en Finlande, pays dans lequel la société compte accélérer son développement.

En mars 2019, Neoen a remporté une puissance agrégée de 45 MWc lors du dernier appel d'offres gouvernemental pour les centrales solaires au sol (dit CRE 4.5 - Commission de Régulation de l'Énergie). Ces 45 MWc se décomposent en 5 projets détenus à 100% par Neoen. Ces 5 projets lauréats se trouvent dans les départements du Tarn-et-Garonne, de la Moselle, de la Meurthe-et-Moselle, de l'Allier et des Landes. Trois d'entre eux feront appel à un financement participatif local. Deux d'entre eux participeront à la réhabilitation de sites dégradés. Enfin, trois projets devraient voir leur construction lancée dès cette année.

Également **en mars 2019**, Neoen a signé le financement de son projet El Llano au Mexique. Bancomex, Natixis et Société Générale apporteront la dette senior du projet dont l'investissement total hors coûts du financement s'élève à 280 millions de dollars US. Ce parc photovoltaïque de 375 MWc, intégralement développé par Neoen, est à ce jour la centrale la plus puissante de son portefeuille d'actifs. Ce projet a été lauréat en novembre 2017 du 3^{ème} appel d'offres public mexicain portant sur les énergies renouvelables. Avec un contrat de vente de l'électricité produite à moins de 19 dollars par MWh, il est l'un des projets solaires les plus compétitifs au monde.

Fin mars 2019, Neoen a enfin annoncé le lancement de la construction du parc photovoltaïque de Miremont, en Haute-Garonne. Situé sur une ancienne gravière, ce projet de 10 MWc va participer à la réhabilitation du site. Il devrait être mis en service dès le mois de juillet de cette année.

1.4.2 Autres informations relatives à la société-mère Neoen SA

1.4.2.1 Activités

Neoen SA, société mère, est spécialisée dans le développement, le financement et l'exploitation de moyens de production d'électricité à partir de l'énergie renouvelable.

Elle détient elle-même des sociétés holding intermédiaires pour chaque filière (éolien, solaire, stockage et biomasse) et/ou pour certaines zones géographiques. Par ailleurs, Neoen Production 1 et Neoen Production 2 ont été créées pour porter les projets en construction et en exploitation et ceux pour lesquels les financements ont été mis en place dans l'objectif de lever de la dette mezzanine.

Par l'intermédiaire de l'ensemble de ces holdings intermédiaires, Neoen S.A. détient de manière générale 100% des sociétés porteuses des projets, sauf exceptions présentées ci-après.

1.4.2.2 Commentaires sur l'activité de Neoen SA

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'établit à 50,7 millions d'euros au 31 décembre 2018, en hausse de +14,7 millions d'euros par rapport à 2017. Ceci s'explique principalement par la hausse des prestations de développement au titre des nouveaux projets, en particulier en Australie (Bulgana, Coleambally et Numurkah), en France (Pays Chaumontais, Pays de l'Auxois, Le Camp, Chassepain, Champs d'amour), et au Salvador (Providencia).

Résultat net

Le résultat net s'élève à 9,4 millions en progression de +0,9 millions d'euros i.e. +11% par rapport à 2017.

1.4.2.3 Tableau des résultats des 5 derniers exercices

RESULTATS FINANCIERS DES 5 DERNIERS EXERCICES

NEOEN SA	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
<i>Montants en euros</i>					
I. - Situation financière en fin d'exercice :					
a) Capital social(1).	169 914 996	107 964 140	105 907 569	85 817 968	81 249 138
b) Nombre d'actions composant le capital social (1)	84 957 498	107 964 140	105 907 569	85 817 968	81 249 138
Nombre d'actions émises à 1 euro de valeur nominale	830 000	2 056 571	20 089 601	4 568 830	12 965 000
Nombre d'actions émises à 2 euros de valeur nominale	30 560 428				
c) Nombre d'obligations convertibles en actions.	-	-	-	-	-
II. - Résultat global des opérations effectives :					
a) Chiffre d'affaires hors taxe.	50 730 202	36 059 479	29 042 188	20 381 310	11 600 475
b) Bénéfices avant impôt, amortissements et provisions.	14 522 194	8 865 932	7 940 932	1 733 217	1 069 040
c) Impôts sur les bénéfices.	(3 149 163)	56 956	(914 856)	13 630	67 479
d) Bénéfices après impôts, amortissements et provisions.	9 376 196	8 468 865	7 469 673	1 121 127	1 074 944
e) Montant des bénéfices distribués.	-	-	-	-	-
III. - Résultat des opérations réduit à une seule action :					
a) Bénéfice après impôt, mais avant amortissements et provisions.	0,13	0,08	0,07	0,02	0,01
b) Bénéfice après impôt, amortissements et provisions.	0,11	0,08	0,07	0,01	0,01
c) Dividende versé à chaque action.		-	-	-	-
IV. - Personnel :					
a) Nombre de salariés.	90	79	71	50	47
b) Montant de la masse salariale.	7 943 796	6 406 270	5 746 228	4 892 221	4 251 225
c) Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux (sécurité sociale, œuvres, etc.).	4 207 081	4 056 982	3 197 396	2 679 759	2 251 384

(1) Le 1er Octobre 2018, la société a procédé à un regroupement d'actions sur le principe d'une action nouvelle valant deux actions anciennes. La valeur nominale de l'action étant portée de 1 euro à 2 euros.

1.4.2.4 Structure du Groupe

(i) Neoen S.A., la société mère

Neoen S.A., société anonyme de droit français, a été initialement constituée et immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris le 29 septembre 2008, sous le numéro 508 320 017 sous forme de société par actions simplifiée. Ses actions ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris le 17 octobre 2018. Elle est contrôlée par son principal actionnaire décrit au paragraphe 2.3 « *Actionnariat* » du présent document.

Elle détient elle-même des sociétés holding intermédiaires pour chaque filière (éolien, solaire, stockage et biomasse) et/ou pour certaines zones géographiques.

Par ailleurs, Neoen Production 1 et Neoen Production 2 ont été créées pour porter les projets en construction et en exploitation et ceux pour lesquels les financements ont été mis en place dans l'objectif de lever de la dette mezzanine.

Par l'intermédiaire de l'ensemble de ces holdings intermédiaires, Neoen S.A. détient de manière générale 100% des sociétés porteuses des projets, sauf exceptions présentées ci-après.

(ii) Filiales importantes

Sociétés holding intermédiaires

Neoen Solaire est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 509 319 257, au capital de 37 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Solaire détient principalement des sociétés qui portent des projets photovoltaïques du Groupe en phase de développement situés en France.

Neoen Éolienne est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 509 212 585, au capital de 37 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Éolienne détient des sociétés qui portent des projets éoliens du Groupe en phase de développement situés en France.

Neoen Stockage France est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 845 212 406, au capital de 2 500 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Stockage France a été immatriculée en janvier 2019 et détient des projets de stockage en France.

Neoen Biopower est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 511 780 215, au capital de 37 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Biopower détient 51% de la société Biomasse Energie Commentry (BEC), société exploitant la centrale biomasse de Commentry, les 49% restant étant détenus par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC).

Neoen International est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 789 991 635, au capital de 100 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen International détient principalement des sociétés qui portent des projets photovoltaïques, éoliens et de stockage d'électricité du Groupe situés en Australie, en Irlande et en Jamaïque.

Neoen Northern Hemisphere est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 828 197 798, au capital de 20 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Northern Hemisphere détient actuellement, directement ou indirectement, deux sociétés de projets en développement aux États-Unis d'Amérique et des sociétés qui portent des projets photovoltaïques, éoliens et de stockage d'électricité du Groupe situés dans les pays membres de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE) autres que l'Australie et la France (États-Unis d'Amérique, Mexique, Finlande).

Neoen Investissement est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 820 556 074, au capital de 20 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Investissement détient les sociétés qui portent les projets photovoltaïques et éoliens du Groupe situés dans des pays qui ne sont pas membres de l'OCDE (Zambie, Argentine).

Neoen Services (anciennement Poweo ENR) est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 492 690 821, au capital de 51 210 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Services a été acquise par le Groupe en septembre 2011 et détient des participations minoritaires dans certaines sociétés de projets contrôlées par le Groupe, ainsi que des sociétés de projets développées par Poweo ENR et acquises avec cette dernière en 2011.

Neoen Production 1 est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 799 259 429, au capital de 10 000 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Production 1 a réalisé une émission obligataire verte (*green bonds*) en octobre 2015 et détient des projets en opération et qui ont été financés par les produits de cette émission obligataire.

Neoen Production 2 est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 824 735 559, au capital de 2 500 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Production 2 a réalisé une émission obligataire verte (*green bonds*) en décembre 2017 et détient principalement, directement ou indirectement, des sociétés qui portent des projets qui ont dépassé le stade du développement et qui ont été financés par les produits de cette émission obligataire.

Neoen Production 3 est une société par actions simplifiée à associé unique de droit français, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 523 207 207, au capital de 2 500 euros, dont le siège social est situé au 4 rue Euler, 75008 Paris. Neoen Production 3 détient des projets français qui ont dépassé le stade de développement et qui ont bénéficié d'un financement bancaire.

Sociétés de projets

Ces sociétés portent les projets du Groupe. Elles ont été constituées ou, dans une moindre mesure, acquises par le Groupe aux fins de détenir les actifs solaires, éoliens, biomasse ou de stockage du Groupe et portent généralement l'endettement relatif aux projets (sans recours sur la Société, sauf exception limitée dans le temps).

Le Groupe détient généralement l'intégralité du capital et des droits de vote de ces sociétés de projets. Ce principe fait toutefois l'objet d'exceptions, telles que, à titre d'exemples :

- pour certaines des sociétés de projets du parc solaire de Cestas, composé de 25 centrales d'une puissance de 12 MW chacune (soit un total de 300 MW) détenues par 25 sociétés de projets, dont seulement six sont détenues intégralement par le Groupe, deux autres étant détenues à hauteur de 32% et dix-sept autres à hauteur de 20%, étant précisé que le Groupe bénéficie d'options pour acquérir les participations non détenues en 2045 ;
- la société Biomasse Energie de Commentry (BEC) qui a pour objet l'exploitation de la centrale de cogénération biomasse de Commentry située en France et dont la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) détient 49% du capital et des droits de vote ;

- pour certaines sociétés de projets situées à l'étranger :
 - Bangweulu Power Company Limited, ayant pour objet l'exploitation d'une centrale solaire située en Zambie dans laquelle la société Industrial Development Corporation (IDC) détient indirectement 19,65% du capital et des droits de vote, au travers de sa filiale West Lunga Power Company. Les 80,35% restants du capital et des droits de vote sont détenus par Zambian Sunlight One S.A.S., elle-même détenue par Neoen Investissement et First Solar Investment Holdco One LLC, à hauteur respectivement de 68,70% et 31,30% du capital et des droits de vote ;
 - Hornsdale Wind Farm 1, 2 et 3, ayant pour objet l'exploitation du parc éolien situé à Hornsdale en Australie, dans lesquelles la société John Laing détient respectivement 30%, 20% et 20% du capital et des droits de vote ;
 - CSNSP 441 ayant pour objet l'exploitation d'une centrale solaire située à Seixal au Portugal dans laquelle la société EOS détient 50% du capital et des droits de vote ;
 - Eight Rivers Energy Company Limited (EREC) ayant pour objet notamment l'exploitation d'une centrale solaire située en Jamaïque dans laquelle la société MPC et Madame Angella Rainford détiennent indirectement, par l'intermédiaire de différentes entités et notamment la société EREC Investment Limited, 50% du capital et des droits de vote, moins une action ;
 - Blue Mahoe Energy Company Limited, une société ayant pour objet notamment le développement, la construction et l'exploitation d'installations solaires en Jamaïque dans laquelle Madame Angella Rainford détient indirectement 25% du capital et des droits de vote ;
 - Central Solar Metoro SA, société ayant pour objet notamment l'exploitation d'une centrale solaire située au Mozambique dans laquelle la société Electricidade de Moçambique (EDM) détient 25% du capital et des droits de vote ;
 - Hedet Vindpark AB et Björkliden Vindpark AB, sociétés ayant pour objet notamment l'exploitation d'installations éoliennes en Finlande dans lesquelles la société Prokon Finland détient indirectement 19,9% du capital et des droits de vote ; et
 - BNRGN Kerdiffstown Limited, BNRGN Milvale Limited, BNRGN Hortland Limited, BNRGN Hilltown Limited, BNRGN Ballyduff Limited, BNRGN Johnston North Limited, BNRGN Dunmurry Limited, BNRGN Finnis Limited et BNRGN Mothel Limited, sociétés ayant pour objet notamment le développement, la construction et l'exploitation de centrales solaires en Irlande dans lesquelles la société BNRG détient indirectement 50% du capital et des droits de vote.

(iii) Acquisitions et cessions récentes de filiales

Acquisitions

Dans le cadre de son activité de développement de projets, le Groupe acquiert occasionnellement des sociétés porteuses de projets solaires ou éoliens, généralement à un stade intermédiaire de développement plutôt que déjà développés par des tiers. À ce titre, depuis 2017, ont notamment été réalisées les acquisitions suivantes :

- en janvier 2017, le Groupe a fait l'acquisition de la société Bulgana Holding Pty Ltd, porteuse du projet de ferme éolienne « Bulgana » d'une capacité de 194 MW à la date d'acquisition, dans l'État australien de Victoria ;
- en août 2017, le Groupe a fait l'acquisition de 95% des parts sociales de la société La Puna Solar S.R.L (anciennement Fieldfare Argentina II S.r.L) porteuse du projet de ferme solaire « La Puna » d'une capacité de 100 MW à la date d'acquisition, dans la Province de Salta en Argentine. En juin 2018, le Groupe a acquis les 5% de parts sociales restantes et la détient depuis à 100% ;

- en mai 2018, le Groupe a fait l'acquisition de 80,1% des parts sociales de la société Hedet Vindpark AB porteuse du projet de ferme éolienne « Hedet » d'une capacité d'environ 75 MW à la date d'acquisition et du projet de ferme éolienne « Björkliden » d'une capacité d'environ 29 MW à la date d'acquisition, en Finlande ;
- alors qu'il détenait 80% des actions de la société Altiplano Solar S.A porteuse du projet de ferme solaire « Altiplano » d'une capacité de 100 MW à la date d'acquisition, dans la province de Salta en Argentine, le Groupe a acquis les 20% d'actions résiduelles en juillet 2018 pour la détenir à 100%.

Par ailleurs, bien que le développement du Groupe ait été réalisé principalement par voie de croissance organique, le Groupe a eu recours, dans une moindre mesure, à des opérations de croissance externe.

Cessions et liquidations

Dans le cadre de sa gestion courante, bien que le Groupe ait vocation à détenir sur le long terme les projets qu'il développe, il procède parfois à la rationalisation de son portefeuille de projets.

Au cours des exercices 2017 et 2018, le Groupe a été amené à céder certaines participations en raison de considérations financières ou stratégiques :

- le 10 février 2017, le Groupe a cédé la participation de 60% qu'il détenait dans le capital de la société GenSun, spécialisée dans la conception, la construction, l'exploitation et le maintien des centrales solaires de toutes puissances en France et à l'international (qui elle-même détenait GenSun PVS et Genwind) ;
- le 13 août 2018, le Groupe a cédé la participation de 100% qu'il détenait directement dans le capital de la société CS Manosque Ombrière, spécialisée dans le développement et l'exploitation d'ombrières photovoltaïques ;
- le 30 septembre 2018, le Groupe a cédé la participation de 100% qu'il détenait directement dans le capital de la société SASU PV Melissa qui est propriétaire et exploitante en titre d'une centrale solaire en France ;
- le 26 décembre 2018, le Groupe a cédé la participation de 50% qu'il détenait directement dans le capital de la société jordanienne Peacock for Technical Consulting, dont l'objet était la réalisation de trois projets solaires en Jordanie (projets que le Groupe a décidé d'arrêter).

Enfin, les sociétés Neoen Services Panama et Neoen Panama ont fait l'objet d'une liquidation volontaire en juin et décembre 2017, respectivement. La société Neoen Egypt Solar 1 a également été liquidée en décembre 2018.

Participations et Joint-Ventures

Pour une présentation des participations détenues par le Groupe, se référer à l'annexe 1 des Notes aux États Financiers Annuels.

Pour une présentation des *joint-ventures* constituées par le Groupe, se référer à l'annexe 1 des Notes aux États Financiers Annuels.

En 2017 et en 2018, aucun accord de *joint-venture* n'a été conclu par le Groupe.

1.4.2.5 Délais de paiement clients et fournisseurs

Article D.441 I.-1° : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu

	0 jours (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement						
Nombre de factures concernées	35	28	12	4	55	99
Montant total des factures concernées TTC (1)	2 060 940	3 612 432	473 657	(108 601)	(211 234)	3 766 254
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	6,5 %	11,4 %	1,49%	-0,34%	-0,67%	11,88%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes litigieuses ou non comptabilisées						
Nombre de factures exclues		0				
Montant total des factures exclues		0				
(C) Délais de paiement 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		30 jours date de facture				

Article D.441 I.-2° : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu

	0 jours (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement						
Nombre de factures concernées	1	3	12	4	9	28
Montant total des factures concernées TTC (1)	-368 118	8 176 370	912 574	137 595	893 494	10 120 033
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice	-0,53%	11,73%	1,31%	0,2 %	1,28%	14,51%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes litigieuses ou non comptabilisées						
Nombre de factures exclues		0				
Montant total des factures exclues		0				
(C) Délais de paiement 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		30 jours date de facture				

(1) Les montants négatifs correspondent aux situations suivantes :
 -Prélèvements dont les factures seront reçues sur l'exercice 2019
 -Avances fournisseurs / appels de fonds

1.4.2.6 Sanctions pécuniaires

Néant

1.4.2.7 Dépenses somptuaires

Les loyers des véhicules de tourisme considérés comme des charges non déductibles s'élèvent à 73 804 euros pour l'exercice 2018.

1.4.2.8 Réintégration de frais généraux suite à redressement fiscal

Néant

1.5 RISQUES ET INCERTITUDES

1.5.1 Risques relatifs aux activités du Groupe

1.5.1.1 Risques relatifs aux projets et aux installations du Groupe

Les activités de développement de projets du Groupe sont soumises à des incertitudes

Au 31 décembre 2018, le *pipeline* de projets en développement du Groupe était composé de 139 projets à divers stades de développement (projets « *tender ready* » et « *advanced development* », hors projets « *early stage* »). Les projets en cours de développement sont souvent complexes et de grande envergure et sont soumis à des incertitudes importantes, de sorte que le Groupe pourrait ne pas être en mesure de les achever comme prévu, voire de ne pas les achever du tout.

Le Groupe consacre un temps important au développement de son *pipeline* de projets, notamment pour la prospection initiale et l'identification des sites, l'obtention de permis fonciers, le financement de la réalisation d'études environnementales par des tiers, les évaluations techniques et l'adhésion des parties prenantes locales au projet. Le Groupe alloue également des ressources financières à ces activités, qui augmentent au fur et à mesure que les projets avancent dans leurs étapes de développement.

Les difficultés rencontrées par le Groupe au cours des phases de développement des projets sont susceptibles d'engendrer des retards ou des coûts supplémentaires qui pourraient rendre les projets moins compétitifs qu'initialement prévu. En conséquence, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de sécuriser les contrats de vente d'électricité qu'il cible pour de tels projets, d'obtenir des financements à des conditions permettant une rentabilité suffisante ou encore générer les retours sur investissements projetés. Dans certains cas, cela pourrait aboutir au report ou à l'abandon du projet et entraîner la perte ou la dépréciation des frais de développement engagés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le rythme de croissance du Groupe, ses perspectives et ses résultats.

Le Groupe dépend, pour le développement et la construction de ses installations d'énergies renouvelables, des accords de financement obtenus auprès de différentes sources, en particulier le financement de projets par endettement externe

Le développement et la construction par le Groupe des installations photovoltaïques et des parcs éoliens, complétés, dans certains cas, par des installations de stockage d'énergie, sont des activités consommatrices de capitaux et nécessitent des financements significatifs, principalement par recours aux fonds propres et par endettement externe. Ces financements externes couvrent en général 75% à 85% des coûts du projet pour les projets dans des pays de l'OCDE, entre 65% et 75% pour les projets hors pays de l'OCDE et peuvent descendre à 60% voire 40% pour les projets à forte exposition marchande. Au 31 décembre 2018, l'encours de dettes bancaires du Groupe s'élevait à 1 229 millions d'euros au titre de financements de projets, auxquels s'ajoutaient 262 millions d'euros de financements obligataires de projets (essentiellement « *mezzanines* »), liés à des installations de production d'énergie.

Dans certaines conditions ou sur certains marchés, notamment en cas de conditions générales défavorables du marché du crédit, le Groupe peut rencontrer des difficultés pour obtenir un financement pour ses projets en temps voulu et à des conditions permettant une rentabilité satisfaisante des projets, des montants de dette suffisants, ou même pour obtenir un financement. Ce risque est accru dans des périodes de hausse des taux de marché, à moins que le Groupe ne parvienne à répercuter la hausse du coût de financement sur les tarifs de ses contrats de vente d'électricité. Néanmoins, la marge de manœuvre du Groupe pourrait être limitée par différents facteurs dont par exemple la concurrence d'acteurs pouvant bénéficier d'autres sources de financement moins coûteuses (par exemple, les groupes qui vendent des participations dans des projets).

Le décalage entre la réponse à l'appel d'offres et la signature du contrat de vente d'électricité, d'une part, et la signature du contrat de financement (qui peut dépasser un an), d'autre part, crée également un risque de compression des marges dans un environnement haussier de taux. Par ailleurs, le financement peut être soumis à des conditions contraignantes qui augmentent les coûts d'exploitation et réduisent la valeur des projets.

En outre, la capacité du Groupe à obtenir un financement pour ses projets peut varier selon les pays et aucune garantie ne peut être donnée quant au fait de savoir si les banques qui ont assuré le financement des projets du Groupe par le passé, continueront à le faire pour de nouveaux projets ou marchés, à mesure que le Groupe s'étend sur de nouveaux marchés.

En outre, dans les marchés moins matures sur lesquels le Groupe développe son *pipeline* de projets, sa capacité à négocier des financements pour des projets d'énergies renouvelables à des conditions compétitives est davantage limitée en raison de contraintes réglementaires ou des conditions de marché, imposant soit de s'associer avec un nombre limité de prêteurs potentiels, soit de mettre en place un partenariat avec une banque de développement. Une concurrence réduite entre les prêteurs est susceptible d'entraîner une augmentation des coûts de financement. Ces prêteurs peuvent également être en mesure d'imposer des conditions de financement moins favorables.

Dans certains cas, en particulier dans les pays non-membres de l'OCDE, le Groupe peut ne pas être en mesure de procéder au *closing* de ses financements après avoir obtenu des engagements de financement initiaux par exemple en cas de non-obtention des permis requis ou des autorisations administratives nécessaires ou de survenance de phénomènes météorologiques extrêmes ou de problèmes politiques. Dans certains pays, le Groupe est souvent tenu de fournir des garanties financières ou des dépôts pour participer aux procédures d'appels d'offres. Dans la mesure où les banques qui fournissent de telles garanties exigent des contre-garanties, le Groupe peut être contraint de tirer sur ses lignes de crédit pour répondre à ces exigences sans assurance que l'offre du Groupe sera retenue.

Si le Groupe n'est pas en mesure de négocier des financements ou si ces financements ne sont disponibles qu'à des conditions défavorables, le Groupe pourrait être dans l'incapacité de construire certains de ses projets en *pipeline* ou serait seulement en mesure de construire ces projets à des conditions moins rentables. Des difficultés rencontrées dans l'obtention de financements à des conditions attractives ou l'incapacité à gérer les risques de liquidité et les autres risques liés aux garanties financières et dépôts accordés dans le cadre d'appels d'offres ou plus généralement en cas de dépenses d'investissement imprévues au cours de la période précédant la constatation du chiffre d'affaires au titre d'un projet, pourraient avoir une incidence significative défavorable sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

La rentabilité et, dans de nombreux cas, le financement des projets d'énergie renouvelable du Groupe dépendent de la sécurisation préalable de contrats de vente d'électricité. Le Groupe pourrait ne pas être en mesure d'obtenir ces contrats de vente d'électricité à des conditions permettant une rentabilité ou une rentabilité suffisante des projets

La valeur et la viabilité des projets d'énergies renouvelables du Groupe dépendent de sa capacité à vendre l'électricité produite par les projets concernés au titre de contrats conclus avec des contreparties solvables et à des prix adéquats, notamment dans le cadre de procédures publiques d'appels d'offres. Au 31 décembre 2018, plus de 80% de la capacité sécurisée du Groupe (en MW) faisait l'objet des contrats de vente d'électricité post-procédure publiques d'appels d'offres (ou à guichet ouvert) ou « a été remportée post procédure publique ».

Ces procédures publiques d'appels d'offres sont généralement régies par un cadre réglementaire et/ou des initiatives gouvernementales spécifiques. Les appels d'offres sont principalement remportés en fonction du prix de l'offre.

Par conséquent, si des entreprises concurrentes sont prêtes à accepter des marges inférieures à celles du Groupe, ou réalisent des analyses moins rigoureuses de la rentabilité des projets, une pression sur les marges peut s'instaurer, ce qui pourrait rendre plus difficile pour le Groupe la possibilité de remporter des appels d'offres, ou de remporter des appels d'offres à des prix permettant une rentabilité suffisante du projet.

Dans certains cas, les procédures d'appels d'offres peuvent être annoncées avant que le Groupe ou ses partenaires commerciaux locaux n'aient disposé d'un temps suffisant pour développer des projets pouvant être utilisés aux fins de présenter une offre.

Par ailleurs, certaines procédures sont assorties de conditions relatives à des engagements locaux ou de critères autres que le prix de l'offre que le Groupe pourrait ne pas être en mesure de respecter.

Par ailleurs, si le Groupe ne parvient pas à sécuriser l'obtention de contrats de vente d'électricité pour ses projets dans le cadre d'appels d'offres ou à des conditions suffisamment favorables, il ne pourra généralement pas assurer le financement de ces projets ou ne pourra obtenir des financements qu'à des conditions désavantageuses. Dans de telles hypothèses, le Groupe pourrait conserver les projets concernés dans son *pipeline* de développement et tenter d'obtenir des contrats de vente d'électricité ultérieurs par le biais d'appels d'offres futurs, mais il ne peut garantir que de nouvelles procédures auront lieu ou qu'il les remportera. Une telle situation peut conduire le Groupe à supporter des coûts provisoires supplémentaires pour conserver des projets qui pourraient ne jamais être construits. Si ces projets ne sont pas réalisés, tous les frais de développement antérieurs associés au projet immobilisés au bilan seront abandonnés et une charge correspondante sera comptabilisée dans le compte de résultat du Groupe, ce qui pourrait affecter les perspectives de croissance du Groupe, ainsi que ses résultats.

Enfin, le Groupe ne peut garantir qu'il sera en mesure de renouveler ou de négocier de nouveaux contrats de vente d'électricité après expiration des contrats initiaux ou qu'il sera en mesure de négocier des prix de vente au titre de contrats ultérieurs ou sur les marchés de gros à des conditions équivalentes à celles des contrats initiaux. Pour plus d'informations, se référer à « *Le Groupe est exposé au risque de prix sur les marchés de gros* » ci-dessous. L'incapacité du Groupe à négocier de tels contrats à long terme pourrait générer une volatilité accrue des bénéfices et des flux de trésorerie du Groupe ou entraîner des pertes substantielles (ou une dépréciation de ses installations) dans le futur, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

La résiliation d'un contrat de vente d'électricité ou des défauts de paiement par les contreparties pourraient avoir une incidence défavorable sur l'activité du Groupe

Le Groupe vend la majeure partie de l'électricité produite par ses installations dans le cadre de contrats de vente d'électricité à long terme (jusqu'à 25 ans) conclus avec des contreparties étatiques (États ou entreprises contrôlées par l'État), des entreprises de distribution d'électricité, ainsi qu'auprès d'un nombre limité d'acheteurs privés.

Les contrats de vente d'électricité conclus par le Groupe peuvent être résiliés par les contreparties, sous réserve du paiement de pénalités, dans des circonstances limitées, comprenant les événements rendant illégaux les paiements effectués au titre de ces contrats, les cas de force majeure (notamment faits du prince) et certains événements fiscaux. La perte de certains contrats de vente d'électricité importants par suite d'une résiliation, en particulier concernant les installations les plus importantes du Groupe, pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

Le Groupe vise à réduire le risque de contrepartie au titre des contrats de vente d'électricité, en partie en concluant des contrats avec des États, des entreprises publiques de distribution d'électricité ou d'autres clients dont la qualité de crédit est élevée et en obtenant des garanties sur les obligations des acheteurs. Toutefois, chaque fois qu'une contrepartie actuelle ou future du Groupe ne présente pas, ou ne présente plus, une notation de crédit « *investment grade* » et que le Groupe ne peut pas bénéficier de garanties étatiques, le Groupe est ou sera exposé à un risque de contrepartie accru.

Même lorsque le Groupe obtient de telles garanties étatiques, le garant peut ne pas, ou ne plus présenter, une notation de crédit « *investment grade* ». Au 31 décembre 2018, les quatre premiers acheteurs du Groupe, qui représentaient ensemble 77% de sa capacité en opération (en MW), bénéficiaient tous d'une notation « *investment grade* » à cette date.

De même, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de limiter totalement son exposition aux crises économiques régionales, ainsi que le risque de crédit en résultant, malgré la localisation de ses installations dans différentes zones géographiques. Ces risques peuvent s'accroître lorsque l'économie mondiale ou les économies régionales connaissent des périodes de volatilité.

En outre, aussi longtemps que les acheteurs de l'électricité produite par le Groupe seront des entités étatiques, ou des entités contrôlées par des États, les installations du Groupe seront soumises à un risque accru d'expropriation ou à des risques liés à l'adoption de mesures législatives ou politiques, notamment la privatisation des contreparties, susceptible d'affecter la bonne exécution des contrats.

Pour une analyse de l'exposition du Groupe au risque de contrepartie, se reporter au paragraphe 1.5.3.3 du présent document.

La performance financière des installations du Groupe dépend de la qualité de crédit et de l'exécution régulière par les contreparties du Groupe de leurs obligations contractuelles, au titre des contrats de vente d'électricité. L'inexécution par les contreparties du Groupe de leurs obligations au titre des contrats de vente d'électricité pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

Le Groupe est exposé au risque de prix sur les marchés de gros de l'électricité

Le Groupe est exposé au risque de prix sur les marchés de gros de l'électricité (marché *spot*), en ce compris les prix des certificats verts ou tout autre instrument spécifique d'un marché donné (par exemple, les *large-scale generation certificates* ou « LGCs » en Australie), sur lesquels il vend une partie de l'électricité produite par ses installations. Le Groupe génère des revenus liés à la vente d'électricité sur le marché actuellement dans les situations suivantes :

- Dans certains cas où le Groupe estime que les prix de marché de gros de l'électricité (marché *spot*) seront supérieurs au prix d'un contrat de vente d'électricité long terme, le Groupe cherche à aménager la date d'entrée en vigueur du contrat de vente d'électricité de façon à bénéficier d'une période initiale durant laquelle il pourra vendre l'électricité sur le marché *spot* ;
- Dans d'autres cas, le contrat de vente d'électricité ne couvre qu'une partie de la production d'électricité estimée du projet, ce qui permet au Groupe de vendre le surplus sur le marché *spot* ;
- Enfin, pour des raisons de timing et de stratégie, le Groupe peut exceptionnellement décider de construire un projet avant la conclusion d'un contrat de vente d'électricité qu'il compte obtenir et de vendre au prix du marché *spot* toute production réalisée avant la conclusion ou l'entrée en vigueur de ce contrat.

Dans chacun de ces cas ainsi que dans toutes les configurations qui pourront se produire à l'avenir où le Groupe sera amené à vendre sur le marché l'électricité qu'il produit, le Groupe est ou sera exposé au risque de diminution du prix de marché de l'électricité. En 2018, les revenus de marché se sont élevés à 27,8 millions d'euros, soit 12,2% du chiffre d'affaires total du Groupe. La politique actuelle du Groupe (susceptible d'évoluer à l'avenir) est de maintenir une exposition de marché en dessous du seuil de 20% de son chiffre d'affaires annuel.

Les prix de gros de l'électricité présentent généralement une forte volatilité, sont très spécifiques à un marché donné et dépendent de nombreux facteurs, tels que le niveau de la demande, l'heure, la disponibilité et le coût de production de la capacité disponible pour répondre à la demande, ainsi que de la structure des marchés de gros, ce qui comprend notamment les règles définissant l'ordre dans lequel la capacité de production est répartie et les facteurs affectant le volume d'électricité pouvant être transporté par les infrastructures disponibles à des points et moments donnés.

Les prix auxquels l'électricité produite par le Groupe peut être vendue sur le marché de gros dépendent en partie du coût relatif, de l'efficacité et des investissements nécessaires pour le développement et l'exploitation des sources d'énergies conventionnelles (telles que le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou l'énergie nucléaire) et renouvelables, telles que celles exploitées par le Groupe. Ainsi, une baisse des coûts des autres sources d'électricité, comme les combustibles fossiles ou l'énergie nucléaire, pourrait entraîner une diminution du prix de gros de l'électricité. Pareillement, de nouvelles capacités de production d'électricité pourraient également entraîner une diminution du prix de gros de l'électricité, voire rendre les prix négatifs par moment.

Des évolutions réglementaires plus importantes du marché de l'électricité (tels que des changements dans l'intégration de l'allocation du transport ou encore des changements liés à l'échange de l'électricité et à la tarification du transport) pourraient également avoir un impact sur les prix de l'électricité. Compte tenu de l'intermittence des ressources solaires et éoliennes (et en l'absence d'installations de stockage d'énergie à proximité des sites), le Groupe peut rencontrer des difficultés à capitaliser sur les périodes pendant lesquelles la demande est la plus élevée sur les marchés de gros, lorsque ces périodes interviennent à des moments où les conditions d'ensoleillement ou la quantité de vent ne permettent pas une production d'électricité suffisante. Par ailleurs, sur les marchés du Groupe disposant d'une capacité de production d'énergie photovoltaïque importante, l'augmentation simultanée de l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de forte disponibilité des ressources solaires peut entraîner une baisse des prix du marché, voire rendre les prix négatifs par moment.

Le marché de gros de l'électricité a déjà connu des périodes, et pourrait à l'avenir connaître de nouveaux épisodes, de volatilité des prix. Les prix de l'électricité ont connu de fortes baisses sur certains marchés ces dernières années et une période de prix et de marges initialement élevés peut rapidement être suivie d'une période de diminution des prix. Plus généralement, en l'absence de contrat pour différence (*contract for difference*) ou de dispositif équivalent, un projet qui vend tout ou partie de son électricité sur le marché de gros aura généralement une source de revenus moins prévisible que les projets pour lesquels un contrat de vente d'électricité, couvrant l'intégralité de la production de l'installation, a été conclu. La plus grande volatilité des revenus d'un projet exposé aux prix de marché réduit aussi le pourcentage du financement d'un projet par endettement.

Enfin, le Groupe génère des produits à partir de la vente de certificats d'énergie renouvelable ou encore certificats verts (*large-scale generation certificates* ou « LGCs ») qu'il obtient en produisant de l'électricité en Australie dans le cadre de ses projets éoliens et photovoltaïques. Il vend ensuite ses LGCs soit dans le cadre de forfaits groupés avec l'électricité vendue au titre d'un contrat de vente d'électricité, soit lors de ventes de gré à gré sur le marché via des brokers ou directement à des distributeurs, soit au titre de contrats de vente de LGCs. Dans ces derniers cas, le Groupe est exposé au risque de diminution ou de volatilité des prix des LGCs sur les marchés. En 2018, les revenus liés à la vente de LGCs se sont élevés à 48,2 millions d'euros, soit 21,1% du chiffre d'affaires total du Groupe.

Une baisse du prix de marché de l'électricité ou des LGCs pourrait avoir une incidence défavorable sur l'attractivité financière des nouveaux projets et la rentabilité des installations du Groupe dans la mesure où une partie de leur production d'électricité, ainsi qu'une partie des LGCs sous-jacents, sont vendues sur le marché. L'impact sur les résultats d'exploitation et la situation financière du Groupe pourrait être significatif, selon l'étendue de l'exposition de marché (à savoir, les ventes sur le marché *spot* ou les ventes de LGCs) de son portefeuille.

Le Groupe pourrait ne pas être en mesure de mener ses projets en construction à leur terme

Une fois qu'un contrat de vente d'électricité et un financement ont été obtenus, le projet reste soumis à des risques pendant la phase de construction, tenant notamment à l'ingénierie, aux équipements ou à la bonne exécution de ses obligations par le prestataire *EPC*. Au 31 décembre 2018, les projets en construction (« *under construction* ») du Groupe représentaient 764 MW.

L'incapacité du Groupe à achever la construction de ses installations ou à respecter les délais prévus est susceptible d'entraîner notamment des manquements contractuels, la résiliation des contrats de vente d'électricité, la dépréciation des installations ou la réduction de la période d'éligibilité aux tarifs négociés, en raison du non-respect de certaines étapes ou encore des retards ou des coûts plus élevés que ceux initialement prévus, qui peuvent ne pas être intégralement couverts ou encadrés de manière adéquate par les garanties, les clauses d'indemnisation ou les assurances *EPC*. L'éligibilité du projet à certains tarifs réglementés peut être compromise ou perdue si les installations ne sont pas mises en service dans les délais convenus, et des contentieux longs et coûteux peuvent survenir entre le Groupe et les parties qui ont pris part au développement, à la construction et au financement du projet.

Lorsque le Groupe s'engage à réaliser des dépenses d'investissement pour la construction d'un projet, il attend un possible recouvrement de ces coûts. Toutefois, le Groupe ne peut garantir qu'un projet sera achevé et entrera en phase d'exploitation commerciale. Si les efforts du Groupe ne permettent pas de parvenir à l'achèvement du projet, il pourra être contraint d'abandonner le projet en construction et de déprécier les frais engagés dans le cadre de ce projet. Par ailleurs, une gestion inefficace de la construction ou de l'exploitation est susceptible d'entraîner des retards ou des dépassements de coûts imprévus en ce qui concerne l'achèvement de ces projets, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière ou ses résultats.

Le Groupe présente un niveau de levier élevé et supporte un niveau significatif d'endettement sans recours lié aux projets, ce qui pourrait affecter sa souplesse opérationnelle et, dans un scénario de crise, avoir une incidence défavorable significative sur sa situation financière

Dans le cadre du financement de ses projets, le Groupe utilise un effet de levier important lui permettant de limiter son apport en fonds propres. En ce sens, au 31 décembre 2018, le ratio de levier du Groupe, défini comme le rapport entre sa dette nette et son EBITDA courant (calculé sur la période des 12 derniers mois) était de 5,9x. Les objectifs à moyen terme du Groupe, y compris son objectif de ratio dette nette/EBITDA, supposent un ratio de levier financier d'environ 80-85% du capital investi en tenant compte de tous les financements, qu'ils soient seniors, subordonnés ou *corporate*. Le financement des projets ainsi mis en œuvre par le Groupe implique par conséquent un recours important à l'endettement au niveau des sociétés de projets, ce qui comporte les risques détaillés ci-dessous. Par ailleurs, le Groupe pourrait ne pas être capable de maintenir un niveau de levier nécessaire pour atteindre ses objectifs de croissance pour différentes raisons (dont une possible hausse de taux de marché ou une exigence plus élevée d'apport de fonds propres par les prêteurs, notamment du fait d'une proportion plus grande de vente aux prix de marché de l'électricité produite par un projet), ce qui impliquerait une exposition plus importante de ses actionnaires pour répondre aux besoins en capitaux propres du Groupe.

Au 31 décembre 2018, l'endettement financier consolidé du Groupe atteignait 1 690,7 millions d'euros, dont 1 492 millions d'euros de dettes de financement de projets contractées par les sociétés de projets ou par des holdings intermédiaires et 16,1 millions d'euros de financements *corporate* contractés par la Société qui ne sont pas destinés au financement des projets. Les 182,5 millions d'euros restants correspondent (après application de la norme IFRS 16) à des dettes locatives (96,9 millions d'euros), aux avances en compte courant octroyées aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires (45,3 millions d'euros) et à des instruments de couverture (40,3 millions d'euros). Pour une description de l'endettement du Groupe, se référer au paragraphe 1.3.1. « *Endettement du Groupe* » du présent document. L'endettement de chaque société de projet du Groupe contracté pour le montant du projet est sans recours sur la Société et les autres entités situées hors du périmètre du financement spécifique, sauf exceptions isolées et temporaires comme par exemple une garantie octroyée par la Société pendant la période précédant la mise en service du projet Altiplano 200 en Argentine, prévue pour le 1^{er} trimestre 2020.

Cela signifie que l'endettement est remboursable uniquement à partir des revenus générés par la société de projet concernée ou sa société holding directe (dans l'hypothèse d'un regroupement de projets) et que le remboursement de ces emprunts (et des intérêts y afférents) est généralement garanti par les titres de capital de la société de projet, les actifs physiques de l'installation, les contrats, les polices d'assurances et les flux de trésorerie de la société de projet ou de sa société holding directe, selon le cas.

Si une société de projet, ou sa société holding, devait manquer à ses obligations de paiement au titre de ses contrats de financement (par exemple, en raison d'un événement imprévu ou d'une détérioration de sa situation financière) ou ne pas respecter certains ratios minimum de couverture du service de la dette (*minimum debt service coverage ratio*), cette défaillance pourrait rendre la dette du projet immédiatement exigible. En l'absence d'une renonciation (*waiver*) ou d'un accord de restructuration de la part des prêteurs, ces derniers pourraient être en droit de saisir les actifs ou les titres remis en garantie (notamment la participation du Groupe dans la filiale qui détient l'installation).

En outre, la défaillance d'une société de projet ou d'une société holding dans le remboursement de son endettement pourrait affecter sa capacité à verser des dividendes au Groupe, à payer les frais et intérêts et rembourser les prêts intragroupes et à procéder à toute autre distribution de liquidités, l'entité défaillante ayant généralement interdiction de distribuer des liquidités. Il en résulterait probablement une perte de confiance des clients, des prêteurs ou des cocontractants du Groupe, ce qui affecterait de manière défavorable l'accès du Groupe à d'autres sources de financements pour ses projets.

Enfin, en cas d'insolvabilité, de liquidation ou de réorganisation de l'une des sociétés de projets, les créanciers (y compris les fournisseurs, les créanciers judiciaires et les autorités fiscales) auraient droit au paiement intégral de leur créance à partir des revenus produits par les installations, avant que le Groupe ne soit autorisé à recevoir une quelconque distribution de la part de ce projet. Lorsqu'il existe un endettement pour un projet donné, les prêteurs pourraient demander la déchéance du terme de la dette et saisir tout actif remis en garantie ; le Groupe pourrait alors perdre sa participation dans les sociétés de projets concernées.

La documentation de financement des projets du Groupe comporte un certain nombre de covenants dont le non-respect pourrait entraîner des cas de défaut au titre de la dette projets

En raison de sa stratégie de financement de projets, le Groupe doit gérer de multiples contrats de financement conclus par de nombreuses sociétés de projets dans différents pays et juridictions. Bien que le Groupe s'efforce de négocier ses financements selon des modalités uniformes pour tous ses projets, les conditions de certains contrats de financement sont susceptibles de varier ou de prévoir des clauses ou des engagements spécifiques qui peuvent s'avérer difficiles à respecter ou à gérer dans l'exercice courant de ses activités.

Chaque contrat de financement contient des *covenants* financiers et des *covenants* non-financiers à la charge de la société de projet. En particulier, les contrats de financement contiennent en général un ratio minimum de couverture du service de la dette par des liquidités disponibles (*minimum debt service coverage ratio* ou « *DSCR minimum* ») défini dans le contrat de financement (en général de 1,05x à 1,10x selon le contrat). Le contrat de financement type impose également des conditions aux distributions de fonds au profit des actionnaires ou aux remboursements d'avances en compte courant, dont notamment le respect d'un *DSCR* « *lock-up* » qui est en général fixé à un niveau plus élevé que le *DSCR minimum* (en général de 1,10x à 1,15x selon le contrat, voire plus élevé pour des projets situés dans des pays non membres de l'OCDE ou avec une composante marchande forte), et le maintien d'un « *debt service reserve account* ». Certains contrats de financement imposent des ratios minimum de fonds propres par rapport à l'endettement. Enfin, certains contrats prévoient également des clauses de défaut croisé en ce qui concerne la société de projet ou sa société holding directe et, dans certains cas, en lien avec la situation financière de la Société.

Le non-respect de ces *covenants* par le Groupe pourrait entraîner un cas de défaut au titre d'un financement de projet avec des conséquences défavorables, telles que le blocage des distributions du projet, l'augmentation des coûts ou même l'exigibilité anticipée de la dette du projet, et ainsi avoir une incidence défavorable significative sur la capacité du Groupe à obtenir des financements à l'avenir ou impacter le coût de ses financements futurs. Par ailleurs, si la Société rencontrait des difficultés financières, cela pourrait déclencher l'activation des clauses de défaut croisées incluses dans certains contrats de financement et entraîner ainsi des défauts simultanés sur plusieurs projets au niveau des sociétés de projets.

Au 31 décembre 2018, les *DSCR* minimums et/ou les ratios minimum de fonds propres/dette étaient respectés par les sociétés du Groupe, hormis les deux cas de non-respect de *DSCR* minimums mentionnés ci-dessous :

- Concernant la centrale éolienne d'Auxois Sud, des arrêts ont été réalisés en fin d'année 2018 afin de permettre la construction d'une extension (centrale du « Plateau de l'Auxois Sud ») entraînant une perte de revenu équivalente à 2 mois de production, ce qui a abaissé le *DSCR* en-dessous du déclenchement du seuil de défaut. Cet événement reste de nature exceptionnelle et ne reflète en rien une moindre performance de la centrale ;
- Concernant la centrale éolienne Champs d'Amour, celle-ci a été pénalisée, pour sa première année d'exploitation, par des ressources éoliennes plus faibles couplées à la montée en charge de la production plus lente que prévue sur les premiers mois d'exploitation. Cette conjonction a négativement déplacé le *DSCR* en-dessous du seuil de déclenchement du défaut.

A la date du présent document, le Groupe a entamé des discussions avec les créanciers prêteurs dans le but d'obtenir des *waivers* à ces cas de non-respect de *DSCR* minimums. Le Groupe n'anticipe pas de difficultés significatives dans l'obtention de ces *waivers*.

Le fait de s'appuyer sur des contractants tiers expose le Groupe à des risques

Le Groupe fait appel à divers prestataires pour la construction de ses projets, pour les prestations d'exploitation et de maintenance (*O&M*) ainsi que pour certains aspects du développement de projet, tels que les études techniques et environnementales. Si les prestataires du Groupe (ou leurs sous-traitants) ne remplissent pas leurs obligations, fournissent des prestations qui ne respectent pas les standards de qualité du Groupe, rencontrent des difficultés financières ou ne se conforment pas aux lois et règlements en vigueur, le Groupe pourrait subir des atteintes à sa réputation, en plus d'être exposé à des risques de sanctions pénales ou de responsabilité civile significatives. La capacité du Groupe à obtenir des indemnités de ses sous-traitants peut être limitée par leur solvabilité financière ou des limitations contractuelles de responsabilité et les garanties consenties par ces sous-traitants ou leurs sociétés affiliées peuvent ne pas couvrir intégralement les pertes subies par le Groupe.

Plus généralement, la défaillance d'un prestataire *EPC* dans l'exécution de ses obligations, et notamment les délais de construction, ou des difficultés financières de ce prestataire, peu(ven)t entraîner des répercussions importantes. En particulier, des retards de mise en service peuvent significativement impacter les résultats du Groupe de l'année en cours et, au-delà d'une certaine date, les contrats de vente d'électricité peuvent être résiliés en raison de leurs dates limites strictes pour la mise en service des centrales. Par ailleurs, dans la mesure où les prestataires *EPC* sont, dans une large majorité de cas, retenus pour fournir les services *O&M*, une fois la construction de l'installation achevée, en raison de leur compréhension des aspects techniques et des caractéristiques de l'équipement et de l'installation, une défaillance du prestataire *EPC* peut avoir un impact durable sur la centrale. Si un prestataire *EPC* devait se retirer d'un contrat *EPC* ou d'un projet, la nécessité de recourir à un prestataire différent pour assurer les services *O&M* pourrait générer des retards, des coûts supplémentaires ainsi que des difficultés logistiques.

En outre, les prestataires *EPC* peuvent être défaillants dans l'exécution de leurs engagements de garantie, en raison de difficultés financières ou autres, en ce qui concerne les niveaux de performance des équipements prévus dans les contrats *EPC* ou *O&M*. Dans ce cas, le Groupe peut ne pas être en mesure d'achever la construction du projet, comme initialement anticipé, si la performance opérationnelle de ses installations tombe en dessous du niveau contractuellement garanti, ce qui pourrait engendrer des défauts contractuels ou contraindre le Groupe à constituer un compte de réserve (*maintenance reserve account*), qui consiste en une réserve de liquidités (d'un montant potentiellement significatif) mises de côté pour couvrir les dépenses liées au projet.

Bien que le Groupe ne dépende pas d'un unique fournisseur en ce qui concerne les produits et services essentiels, dans certains cas et en fonction des géographies, le nombre de fournisseurs potentiels peut être limité, de sorte que le retrait d'un acteur important peut affecter la disponibilité, la tarification ou les garanties relatives aux produits ou services concernés.

La croissance de l'industrie des énergies renouvelables, la concurrence intense et les exigences contractuelles strictes du Groupe peuvent limiter la disponibilité d'un nombre suffisant de prestataires EPC afin d'assurer des soumissions à des appels d'offres efficaces à des prix et conditions conformes aux attentes du Groupe.

Toute défaillance des prestataires EPC clés dans l'exécution de leurs obligations, ou l'incapacité du Groupe à gérer efficacement les risques liés au recours à des cocontractants pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

La survenance d'un cas significatif de responsabilité non intégralement couvert par les polices d'assurances, pourrait avoir une incidence défavorable sur l'activité du Groupe, sa situation financière, ses flux de trésorerie et ses résultats

La production d'électricité comporte des activités dangereuses, y compris l'exploitation d'équipements rotatifs volumineux et de systèmes de livraison d'électricité aux réseaux de transport et de distribution. Outre les risques naturels, les aléas (tels que les incendies, les explosions et les équipements défectueux) sont des risques inhérents aux activités du Groupe, pouvant résulter de l'inadéquation des procédures internes, de défauts technologiques, d'erreurs humaines ou d'événements extérieurs. Ces dangers sont susceptibles de causer des blessures graves voire mortelles, des dommages graves, la destruction de biens, d'installations et d'équipements, ainsi que l'interruption de l'exploitation. La survenance de l'un de ces événements est susceptible d'entraîner l'ouverture d'une enquête à l'encontre du Groupe, la nécessité d'adopter des mesures correctives, des dommages-intérêts significatifs y compris pour des dommages corporels et environnementaux, des amendes et/ou des pénalités ainsi qu'un manque à gagner en raison de la suspension de l'exploitation des activités.

En outre, bien que le Groupe obtienne des garanties de la part de ses fournisseurs et impose à ses cocontractants de respecter certains niveaux de performance, les indemnisations au titre de ces garanties de performance peuvent ne pas être suffisantes pour compenser la perte de chiffre d'affaires du Groupe, l'augmentation des dépenses et des coûts de financement ou les paiements des dommages-intérêts liquidés dans l'hypothèse où le Groupe subirait une défaillance de ses équipements ou une inexécution de ses cocontractants ou fournisseurs.

Les dommages ou pertes non couverts par les garanties du prestataire peuvent être couverts par le recours à l'assurance, mais cela n'est pas systématique, car ils peuvent être en dehors du périmètre de la garantie des polices d'assurance applicables, ou être considérés comme tels par les assureurs. Par exemple, en ce qui concerne la centrale biomasse de Commentry, le Groupe a eu des désaccords avec les assureurs du projet au sujet de la couverture des dommages causés à l'équipement ainsi que sur la perte de temps d'exploitation au cours de la construction et de l'exploitation de l'installation. Des discussions sont en cours en vue d'une résolution commerciale du différend dans des conditions satisfaisantes pour le Groupe et le groupement Areva-LLT d'un côté et l'assureur (RSA) de l'autre, à défaut de quoi le Groupe se réserve la possibilité de faire valoir toutes les voies de droit, y compris contentieuses, qui s'offriront à lui le moment venu.

Il n'est pas garanti que la couverture d'assurance du Groupe sera suffisante pour couvrir les pertes prévues ou potentielles résultant d'événements assurables, ou encore que la couverture d'assurance sera applicable aux dommages que le Groupe pourrait subir dans le cadre de ses activités.

De plus, dans certains cas, le dédommagement reçu de la compagnie d'assurance concernée pourrait être réduit. La survenance d'événements donnant lieu à des réclamations auprès des assureurs peut à son tour entraîner l'adoption de mesures de préventions supplémentaires, comme l'augmentation de la sécurité et/ou des primes d'assurance, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la rentabilité des installations. En outre, le Groupe ne peut garantir que les renouvellements de ses polices d'assurance seront effectués aux mêmes conditions que les polices existantes ou qu'il sera en mesure de souscrire des assurances à des conditions normales et acceptables pour couvrir son activité et ses installations de manière appropriée.

Enfin, le Groupe peut être affecté indirectement par des risques découlant de la survenance de sinistres significatifs dans le secteur des énergies renouvelables.

Ainsi, à la suite à une série de sinistres intervenus notamment dans le domaine des barrages ainsi que plusieurs sinistres résultants de catastrophes naturelles en Amérique latine, certains syndicats de Lloyds et assureurs ont annoncé lors du dernier congrès de l'Association pour le Management des Risques et des Assurances de l'Entreprise, un retrait du marché des énergies renouvelables ainsi qu'une possible augmentation des primes d'assurance en matière de construction en 2019 ou en 2020.

Chacun des risques mentionnés ci-dessus pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière ou ses résultats.

L'entretien et la rénovation des installations de production d'électricité comportent des risques significatifs qui pourraient entraîner des interruptions imprévues, une réduction de la production et des dépenses d'investissements non anticipées

L'exploitation des installations du Groupe comporte des risques de pannes et défaillances de l'équipement ou des procédures ou encore des risques de performance inférieure aux niveaux de production ou d'efficacité attendus. Ces défaillances et problèmes de performance peuvent découler d'un certain nombre de facteurs, tels que l'erreur humaine, le manque d'entretien et l'usure générale au fil du temps. Les interruptions imprévues des unités de production, y compris les prolongations d'interruptions programmées en raison de défaillances mécaniques ou d'autres problèmes liés aux installations de production du Groupe, peuvent également intervenir et constituent un risque inhérent à son activité.

Les interruptions imprévues des unités de production d'électricité du Groupe impliquent généralement une hausse des coûts d'exploitation et d'entretien, qui peuvent ne pas être recouvrables au titre des contrats de vente d'électricité et ainsi réduire le chiffre d'affaires du Groupe généré par la vente de quantités réduites d'électricité ou contraindre le Groupe à engager des frais significatifs en raison du coût accru d'exploitation de l'installation, ou pourraient même constituer un cas de défaut au titre d'un contrat de vente d'électricité entraînant sa résiliation. De plus, les équipements et composants essentiels peuvent ne pas toujours être immédiatement disponibles en cas de besoin, ce qui est susceptible d'entraîner des temps d'arrêts non négligeables et retarder la reprise de l'exploitation de l'installation, impliquant un manque à gagner qui pourrait ne pas être intégralement compensé par les clauses pénales incluses dans les contrats *O&M*. Certains équipements et pièces conçus sur-mesure requièrent des délais et coûts importants de fabrication et de livraison : si ces éléments ne fonctionnent pas comme prévu ou sont endommagés, leur remplacement peut nécessiter des dépenses conséquentes pour le Groupe et entraîner des temps d'interruption significatifs pour l'installation concernée.

Des dépenses d'investissement plus élevées que prévu peuvent être rendues nécessaires à la suite de l'évolution des lois et règlements en matière environnementale, de santé et de sécurité (y compris des changements dans leur interprétation ou leur application), de réparations nécessaires des installations ou d'événements imprévus (tels que des catastrophes naturelles ou humaines ou attaques terroristes).

Toute défaillance imprévue, notamment en cas de pannes, d'interruptions forcées ou de dépenses d'investissement non prévues, pourrait entraîner une diminution de rentabilité des projets et/ou compromettre la capacité des sociétés de projets à rembourser leur endettement ou à conserver le bénéfice d'un contrat de vente d'électricité, à remplir d'autres obligations et à effectuer des distributions et pourrait avoir une incidence défavorable significative sur la trésorerie et la situation financière du Groupe.

Certains contrats de vente d'électricité du Groupe l'exposent au risque d'inflation

Certains contrats de vente d'électricité du Groupe conclus pour ses projets en portefeuille ne comportent pas de stipulations prévoyant une augmentation de prix en fonction de l'inflation ou comportent des stipulations ne permettant que partiellement des augmentations de prix en fonction de l'inflation. Même si les devises dans lesquelles les contrats de vente d'électricité du Groupe sont libellés (euros, dollars américains et dollars australiens) ont connu une inflation limitée ces dernières années, ces devises pourraient connaître une inflation accrue à l'avenir.

Si les pays dans lesquels le Groupe est implanté venaient à connaître des taux d'inflation plus élevés, les coûts d'exploitation du Groupe dans ces pays pourraient augmenter, et le Groupe pourrait ne pas être en mesure de générer un chiffre d'affaires suffisant au titre de ses contrats de vente d'électricité sans dispositif d'ajustement de prix pour compenser les effets de l'inflation, ce qui pourrait peser sur sa rentabilité et, dans des cas extrêmes, sa capacité à respecter les *covenants* financiers au titre des contrats de financement de projets.

1.5.1.2 Risques relatifs à l'organisation et à la stratégie du Groupe

L'internationalisation des activités du Groupe et son expansion sur des marchés émergents l'exposent à des risques juridiques, politiques, opérationnels et autres qui pourraient avoir une incidence défavorable sur ses opérations et sa rentabilité

Le Groupe exploite actuellement des parcs solaires, des parcs éoliens, des installations de stockage d'électricité et une installation biomasse, principalement en France et en Australie, ses marchés principaux dans lesquels il a réalisé plus de 90% de son chiffre d'affaires en 2018, et dans une moindre mesure, des parcs solaires sur des marchés sélectionnés en Europe, en Amérique latine et en Afrique. Il prévoit d'étendre considérablement ses opérations hors de France et d'Australie, en particulier en Amérique latine (marché dans lequel le Groupe a réalisé 7% de son chiffre d'affaires en 2018 mais qui constitue 28% des MW dans son portefeuille de projets sécurisés au 31 décembre 2018).

Les activités internationales existantes du Groupe et sa stratégie d'expansion l'exposent à un certain nombre de risques liés à la pénétration de nouveaux marchés et à la gestion de ses opérations internationales, notamment des risques d'ordre politique (comme la baisse des politiques publiques d'incitation au développement de l'énergie renouvelable), concurrentiel (comme la diminution des coûts de production des autres sources d'énergie par rapport à l'énergie photovoltaïque et éolienne sur les marchés locaux ou la favorisation de concurrents locaux, via des exigences plus importantes en termes de contenu local), juridiques (comme une exposition accrue à des différends ou des litiges ou une augmentation des contraintes juridiques et fiscales), relationnel (comme des difficultés à maintenir des relations avec des partenaires techniques, financiers et juridiques locaux) ou encore opérationnel (comme un accroissement de la charge de travail du management du Groupe ou une inadaptation des politiques et pratiques commerciales du Groupe aux marchés locaux). L'incapacité à gérer efficacement les risques liés à l'expansion internationale pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

Par ailleurs, les opérations actuelles et prévues du Groupe dans les pays émergents, en particulier en Amérique latine et en Afrique, exposent celui-ci à des risques spécifiques inhérents aux investissements et aux opérations sur des marchés émergents, et notamment :

- les pays émergents dans lesquels le Groupe opère ou envisage d'opérer se situent à divers stades de développement et pourraient subir d'importantes variations de leur performance économique, ainsi que des troubles politiques ou des mouvements sociaux, des guerres, des actes de terrorisme ou toute autre violence. Les niveaux de sécurité de certains marchés peuvent être réduits et le Groupe a connu de temps à autre des cas de vols ou de défaillances de sécurité sur ces marchés, ce qui peut également accroître le risque de défaillance ou insuffisance de l'infrastructure ;

- les gestionnaires de réseaux et autres contreparties clés dans certains marchés, en particulier concernant les marchés émergents, peuvent avoir une expérience limitée ou nulle en matière d'exigences techniques pour le développement et la construction d'installations d'énergie renouvelable et leur raccordement au réseau électrique. Cela pourrait entraîner des retards importants dans le développement et le non-respect de certaines étapes de développement, de construction et de mise en service ;
- les activités du Groupe sur les marchés émergents peuvent présenter des risques de pertes en cas d'expropriation, de nationalisation, de confiscation des biens et des avoirs, de restrictions aux investissements étrangers et de rapatriement des capitaux investis ;
- l'imposition de contrôles des changes ou une absence de devise étrangère acceptable dans un ou plusieurs des pays émergents dans lesquels le Groupe opère ou prévoit d'opérer pourrait entraîner des restrictions en matière de change de la monnaie locale en devise étrangère et le transfert de fonds vers l'étranger, ce qui pourrait limiter les versements en amont de dividendes à la Société ;
- certains pays émergents ont mis en œuvre des mesures pour encourager les investissements étrangers, notamment des avantages fiscaux, dont la suppression pourrait avoir un impact négatif sur les résultats du Groupe dans les pays en question ou sur la disponibilité ou le coût des financements de projets dans ces pays ;
- certains pays émergents pourraient imposer des limites, nouvelles ou supplémentaires, aux investissements directs étrangers, auquel cas le Groupe devrait faire face à des coûts supplémentaires ou aurait un accès limité aux financements de projets dont les conditions sont attractives ;
- les insuffisances des systèmes juridiques et des législations peuvent créer une certaine incertitude pour les investissements et les activités du Groupe dans certains pays, en raison de l'évolution des exigences qui pourrait s'avérer coûteuse ou imprévisible, des budgets limités des systèmes judiciaires, des interprétations judiciaires défavorables et/ou des systèmes réglementaires inadaptés ou incertains. Cela pourrait exposer le Groupe à davantage de risques concernant l'exécution des contrats et pourrait accroître le coût du financement, ou réduire le financement disponible, pour les projets du Groupe. Ces considérations ont conduit, et pourraient à l'avenir conduire, le Groupe à abandonner totalement certains projets ou marchés sans pouvoir récupérer intégralement ses investissements ; et
- le Groupe opère ou prévoit d'opérer dans certains pays dans lesquels la corruption peut être plus répandue que dans d'autres. Bien que le Groupe ait adopté une charte Neoen conçue pour répondre à ces problématiques, les contrôles et procédures du Groupe pourraient ne pas parvenir à empêcher la violation des lois et règlements anti-corruption. Tout manquement aux lois et règlements anti-corruption applicables pourrait se traduire par des amendes substantielles, des sanctions civiles ou pénales, et des atteintes à la réputation qui pourraient avoir une incidence défavorable sur le coût et la disponibilité du financement pour les projets.

L'incapacité du Groupe à faire face de manière adéquate aux risques liés aux opérations et à l'investissement sur des marchés émergents pourrait avoir une incidence défavorable significative sur son activité, sa réputation, sa situation financière et ses résultats.

Le Groupe pourrait ne pas être en mesure de retirer les avantages escomptés de ses acquisitions

Le Groupe a principalement connu une croissance organique par le passé, mais a également acquis des participations dans des projets partiellement développés par des tiers, notamment l'installation photovoltaïque de Cestas en France, le parc éolien d'Hornsedale en Australie et plus récemment le projet éolien Hedet en Finlande. Le Groupe acquiert sélectivement des participations et certains projets quand il estime qu'il peut apporter une valeur ajoutée substantielle dans le développement d'une installation. Toutefois, rien ne garantit que les avantages qu'il espère tirer de telles acquisitions se concrétiseront.

Le Groupe peut découvrir, au cours du développement d'un projet et après l'avoir acquis, des difficultés ou des problèmes liés au projet, qui ont un impact négatif sur sa rentabilité et rendent difficile ou impossible son développement au coût et avec les rendements initialement escomptés. Ces problèmes pourraient obliger le Groupe à restructurer son investissement ou à abandonner l'ensemble du projet acquis, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur ses activités, sa situation financière et ses résultats.

De plus, le Groupe a déjà acquis et pourrait acquérir à l'avenir des sociétés opérant dans le secteur de l'énergie soit sur les marchés où il est déjà présent, soit sur ses marchés cibles.

Il peut arriver que des opportunités intéressantes se présentent en raison d'une conjoncture inhabituelle dans une région, de conditions dans le secteur de l'énergie renouvelable ou de circonstances particulières propres à un vendeur. Dans ces situations et d'autres, le Groupe peut être amené à agir rapidement au risque de perdre une opportunité. Les activités liées à ces acquisitions peuvent accaparer une partie de l'attention de la direction du Groupe et pourraient accroître l'effet de levier du Groupe. Les acquisitions futures peuvent être importantes et/ou complexes, et le Groupe peut ne pas être en mesure de les réaliser comme prévu ou ne pas être en mesure de les réaliser du tout. Rien ne garantit que le Groupe sera en mesure de négocier les accords requis, de surmonter toute opposition locale ou internationale et d'obtenir les licences, permis et financements nécessaires. De tels risques, ainsi que des évolutions politiques, pourraient entraver ou empêcher la réalisation de telles acquisitions. Même si le Groupe est en mesure de réaliser de telles acquisitions, leur succès et la performance au titre des accords connexes seront soumis à des risques supplémentaires, y compris les risques liés à l'exploitation dans les pays en développement et les risques liés aux évolutions juridiques et réglementaires. Les synergies attendues pourraient ne pas se concrétiser et le Groupe pourrait avoir des difficultés à intégrer les sociétés acquises. Le Groupe pourrait également être exposé à des passifs imprévus importants et à des problèmes affectant les sociétés cibles qu'il pourrait ne pas avoir identifiés dans le cadre de ses *due diligence*. Les coûts associés à ces passifs ou problèmes pourraient ne pas être entièrement couverts par les clauses d'indemnisation que le Groupe négocie dans le cadre de ses contrats d'acquisition. L'un des problèmes ou difficultés susmentionnés pourrait avoir une incidence défavorable significative sur la situation financière du Groupe et ses résultats.

Le succès du Groupe dépend de sa capacité à retenir ses cadres clés et employés et à attirer et retenir de nouveaux employés qualifiés

Le succès du Groupe et sa capacité à mener à bien ses objectifs de croissance, dépendent des cadres et employés qualifiés, notamment certains cadres du Groupe et des employés ayant une expertise particulière en matière de développement, de financement, d'ingénierie, de construction, d'exploitation et de maintenance de projets. Compte tenu de leur expertise dans l'industrie en général, de leur connaissance des processus opérationnels du Groupe et de leurs relations avec les partenaires locaux du Groupe, la perte des services d'une ou plusieurs de ces personnes pourrait avoir une incidence défavorable significative sur la croissance, le développement des projets, la situation financière et les résultats du Groupe.

À mesure que le Groupe étend ses activités, son portefeuille et son implantation géographique, son succès opérationnel et sa capacité à mener à bien son *business plan* dépendent en grande partie de sa capacité à attirer et à retenir du personnel qualifié supplémentaire ayant une expertise technique ou sectorielle spécifique, y compris dans les nombreux sites internationaux où il est implanté. Par exemple, l'ingénierie et le personnel du Groupe sur le terrain sont essentiels au développement de nouveaux projets et à l'exploitation rentable des projets existants. Le succès de ces projets dépend de l'embauche et du maintien en poste d'un personnel, à l'échelle mondiale, possédant l'expertise suffisante pour permettre au Groupe de compléter avec précision et en temps opportun ses exigences en matière d'analyse et de production de rapports. Il existe une concurrence importante dans l'industrie de l'énergie renouvelable pour attirer du personnel qualifié possédant l'expertise nécessaire, et le Groupe ne peut garantir qu'il sera en mesure d'en embaucher un nombre suffisant pour soutenir son *business plan* et sa croissance. L'incapacité à recruter et à retenir du personnel qualifié pourrait avoir un effet défavorable significatif sur les activités du Groupe.

De plus, il arrive parfois que des cadres et autres employés ayant une expertise technique ou sectorielle quittent le Groupe. Si le Groupe ne parvient pas à nommer rapidement des successeurs qualifiés et efficaces ou est incapable de gérer efficacement les écarts temporaires d'expertise ou autres perturbations créées par de tels départs, cela pourrait avoir une incidence défavorable significative sur ses activités et sa stratégie de croissance.

Les activités du Groupe dépendent de son infrastructure informatique, et des retards ou des pannes, ou toute cyber-attaque potentielle, sur ses systèmes et réseaux informatiques pourraient avoir une incidence défavorable sur ses résultats

L'activité du Groupe repose sur l'exploitation efficace et ininterrompue de son infrastructure informatique, qui comprend des systèmes informatiques complexes et sophistiqués, des systèmes de télécommunication, des systèmes de contrôle, de comptabilité et *reporting*, de traitement des données, d'acquisition et de surveillance des données. Le Groupe peut faire l'objet de défaillances informatiques et de perturbations de ces systèmes et réseaux, qui sont utilisés dans l'ensemble de ses activités, y compris dans ses installations hautement automatisées et pour la distribution et l'approvisionnement en électricité. Ceux-ci peuvent être causés par des problèmes de mise à jour des systèmes, des catastrophes naturelles, des cyber-attaques, des accidents, des pannes électriques, des défaillances au niveau des télécommunications, des actes de terrorisme ou de guerre, des virus informatiques, des intrusions physiques ou électroniques ou des événements ou perturbations similaires.

Les perturbations des systèmes informatiques du Groupe pourraient gravement perturber les opérations administratives et commerciales, y compris engendrer une perte de données sensibles et compromettre la capacité opérationnelle. Cela pourrait également entraîner une perte de service pour les clients et créer des dépenses importantes afin de corriger les failles de sécurité ou les dommages au système. Par ailleurs, en plus d'avoir une incidence négative sur l'activité du Groupe, une défaillance du système de surveillance des opérations (axé sur la disponibilité, l'activité et l'efficacité de l'installation, la comptabilité et le reporting, la surveillance opérationnelle, la santé et la sécurité et le respect des lois et des règlements en matière d'environnement) pourrait entraîner une perte du chiffre d'affaires, le non-respect des obligations contractuelles, réglementaires ou fiscales, des exigences en matière de permis et donner lieu à des amendes et sanctions.

1.5.1.3 Risques comptables et financiers relatifs à l'activité du Groupe

Une dépréciation de la valeur comptable des immobilisations incorporelles ou corporelles du Groupe aurait une incidence défavorable sur ses résultats et son bilan consolidés

Les immobilisations corporelles acquises par le Groupe sont principalement composées des actifs de production détenus par le Groupe, généralement immobilisés à compter de l'entrée en construction d'un projet ou de sa date d'acquisition par le Groupe.

Dans une moindre mesure, les immobilisations corporelles comprennent d'autres immobilisations, telles que les terrains acquis par le Groupe pour la construction de ses installations ou les coûts de structuration lors de la mise en place des emprunts servant à financer les actifs jusqu'à la mise en service des projets. Les immobilisations incorporelles acquises par le Groupe sont principalement composées des coûts de développement activés se rattachant aux différents projets, immobilisés dès lors que les critères d'activation sont remplis. Les immobilisations corporelles et incorporelles s'élevaient à 1 703 millions d'euros et 122 millions d'euros respectivement au 31 décembre 2018.

Ces immobilisations sont initialement comptabilisées à leur coût ou à leur juste valeur et les immobilisations incorporelles et corporelles liées à des projets en exploitation sont amorties ou dépréciées sur leur durée de vie d'utilisation. Lorsque des indicateurs de perte de valeur sont disponibles, les immobilisations incorporelles et corporelles sont soumises à un test de dépréciation.

Lors de l'évaluation de la recouvrabilité des immobilisations, le Groupe formule des estimations et des hypothèses portant sur les ventes, les ressources climatiques, les taux d'intérêts, les prix des matières premières et les taux d'actualisation en fonction des budgets du Groupe, des *business plans*, des projections économiques, des flux de trésorerie prévisionnels du Groupe ainsi que des données du marché. Il existe des incertitudes inhérentes à ces facteurs et au jugement du management dans leur application. En règle générale, la juste valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles ou d'un groupe d'immobilisations est déterminée par actualisation des flux futurs de trésorerie générés par chaque groupe d'actifs.

Le Groupe pourrait être tenu d'évaluer la recouvrabilité de ses immobilisations incorporelles et corporelles dans un certain nombre de situations, notamment lors d'une diminution de la probabilité de réussite du développement du projet, d'une perturbation des activités, d'une baisse significative inattendue des résultats d'exploitation, d'une cession d'une composante importante de ses activités ou lorsqu'une mesure ou une décision défavorable est prise par une autorité de régulation. Les charges de dépréciation liées aux immobilisations incorporelles et corporelles pourraient affecter de manière significative les résultats financiers du Groupe au cours des périodes où elles sont comptabilisées. Si les conditions actuelles de l'économie mondiale venaient à se détériorer, ou si les politiques environnementales concernant l'énergie renouvelable devenaient défavorables, cela pourrait accroître le risque que le Groupe procède à la dépréciation de ses immobilisations incorporelles et corporelles.

Le Groupe pourrait ne pas être en mesure de se couvrir pleinement ou efficacement contre l'exposition au risque de change

Le Groupe se couvre généralement contre une éventuelle exposition au risque de change dans la mesure où certains de ses frais de développement de projets et, dans certains cas, les frais de construction de projets sont payés dans une devise autre que celle utilisée pour le financement de projet ou celle dans laquelle le Groupe perçoit ses produits d'exploitation. Pour une analyse de l'exposition du Groupe au risque de change et de couverture, se reporter au paragraphe 1.5.3.2 du présent document. Toutefois, les procédures de gestion des risques mises en place par le Groupe à l'égard d'une telle couverture peuvent ne pas toujours être efficaces ou le protéger contre les fluctuations des taux de change comme prévu. En particulier, lorsqu'une exposition en devise étrangère n'est pas encore certaine, le Groupe peut décider de ne pas couvrir le risque. Par conséquent, la fluctuation des taux de change peut avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe dans la mesure où le Groupe n'a pas couvert ou n'a pas couvert de manière adéquate certaines positions. En outre, certains types d'activités économiques de couverture peuvent ne pas être éligibles à la comptabilité de couverture selon les normes IFRS, ce qui se traduirait par une volatilité accrue du résultat net du Groupe.

Le Groupe n'est pas entièrement couvert et peut ne pas être couvert efficacement contre les fluctuations des taux d'intérêt prévus dans les contrats de financement de projets auxquels il est partie

Dans la plupart de ses contrats de financement de projets, le Groupe a couvert une majorité de son exposition au risque de taux d'intérêt variable. Pour une analyse de l'exposition du Groupe au risque de taux, se reporter au paragraphe 1.5.3.1 du présent document.

Toutefois, dans le but, entre autres, d'assurer une plus grande souplesse en cas de remboursement anticipé ou d'annulation de la dette, une partie de son exposition au risque de taux ne peut pas faire l'objet d'une couverture. Dans certains cas, le prêteur concerné n'est pas en mesure de fournir une couverture de taux d'intérêt lors du *closing* financier, exposant ainsi le projet aux fluctuations des taux d'intérêt variables jusqu'au tirage complet de la dette concernée.

Dans de tels cas, les hausses de taux d'intérêt et les frais financiers qui en découlent peuvent affecter la capacité de la société de projet à distribuer des dividendes, à rembourser des prêts aux actionnaires ou même à assurer le service de sa dette, ou encore à augmenter les montants d'investissement requis pendant la construction, ce qui pourrait entraîner un manque de financement pour terminer la mise en service de l'installation.

1.5.2 Risques relatifs au secteur des énergies renouvelables

1.5.2.1 Risques relatifs à la réglementation et aux politiques publiques

Toute diminution ou remise en cause des prix et tarifs réglementés d'achat d'électricité renouvelable par les autorités nationales ou locales ou toute autre entité publique pourrait avoir une incidence significative défavorable sur le Groupe

La valeur et la viabilité des installations éoliennes, photovoltaïques, de stockage et biomasse développées et exploitées par le Groupe dépendent de sa capacité à vendre l'électricité qu'elles produisent à des niveaux de prix adaptés, soit en vertu de contrats d'achat d'électricité soit sur le marché de gros.

Historiquement, les projets du Groupe situés en France bénéficiaient d'une obligation d'achat à guichet ouvert imposant à EDF ou aux entreprises locales de distribution d'acquiescer l'électricité produite par le Groupe à des tarifs d'achat obligatoire fixés par arrêté ministériel. Depuis la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, les installations du Groupe situées en France bénéficient majoritairement du mécanisme de « complément de rémunération », fondé sur la possibilité de vendre directement l'électricité produite par certaines installations sur le marché de gros (notamment aux fournisseurs et négociants) tout en bénéficiant du versement d'une prime auprès d'EDF. Le contrat de complément de rémunération fonctionne selon un modèle de « contrat pour différence » (*contract for difference*) dans lequel EDF est tenu de verser au producteur la différence entre le prix qu'il aurait payé dans un mécanisme de tarif d'achat obligatoire et le prix auquel le producteur vend l'électricité sur le marché. Ces contrats pour différence sont soit conclus à l'issue de procédures d'appels d'offres soit, dans une moindre mesure, dans le cadre de dispositifs à guichet ouvert.

Des tels mécanismes de tarifs d'achat obligatoires ou de compléments de rémunération, à guichet ouvert ou à l'issue de procédures d'appel d'offres, existent également dans d'autres pays où le Groupe est présent. Ainsi, en Zambie, le programme « *Scaling Solar* », auquel le Groupe a participé par le passé, vise à coordonner le développement et l'installation de centrales solaires pour une capacité minimale de production de 600 MW. En Argentine, le Groupe participe au programme « *RenovAr* » qui prévoit des procédures d'appels d'offres à l'issue desquelles les lauréats du programme se voient proposer des contrats d'achat d'électricité qui leur offrent un prix fixe indexé libellé en dollars US d'une durée de 20 ans avec la *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico* (« *CAMMESA* »).

Pour chacun de ces pays, toutes variations défavorables des compléments de rémunération ou des prix d'achat proposés à guichet ouvert ou à l'issue de procédures d'appel d'offres pourraient avoir une incidence significative sur la rentabilité des projets du Groupe et le chiffre d'affaires qu'ils génèrent, surtout si lesdits compléments de rémunération ou tarifs d'achat ne sont pas suffisamment élevés pour couvrir les coûts du projet (notamment les coûts de remboursement de l'endettement souscrit) et garantir un rendement adapté. Par ailleurs, si le Groupe ne parvient pas à réduire ses coûts, notamment en autres composants du système (composants *BOS* et/ou *BOP*) assez rapidement pour compenser la baisse des compléments de rémunération ou tarifs d'achat réglementaires en France ou dans les autres pays, les projets fondés sur de telles conditions de rémunération pourraient ne pas être viables.

Une évolution défavorable de la réglementation ou des politiques publiques de soutien aux énergies renouvelables pourrait avoir un impact significatif sur les activités du Groupe

Les activités du Groupe sont, dans une certaine mesure, tributaires des politiques publiques incitatives des pays dans lesquels le Groupe opère visant à favoriser la production et la vente d'énergie d'origine renouvelable. Selon les pays, ces mesures peuvent prendre la forme d'engagements et de planification de production d'énergies renouvelables (tels que la programmation pluriannuelle de l'énergie en France ou le programme « *Renewable Energy Target* » en Australie), de subventions directes ou indirectes aux opérateurs, d'obligations d'achat à des tarifs d'achat obligatoires ou de versements de primes à guichet ouvert ou dans le cadre de procédures d'appels d'offres, de règles de tarification de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, de quotas d'approvisionnement en énergies renouvelables imposés aux consommateurs privés professionnels, d'émission de certificats verts négociables sur les marchés

(notamment les certificats de production à grande échelle (*large-scale generation certificates*) en Australie), d'accès privilégiés aux réseaux de distribution et de transport d'électricité ou de mesures fiscales incitatives. Ces politiques et mécanismes renforcent généralement la viabilité commerciale et financière des installations d'énergies renouvelables et facilitent souvent l'obtention de financement par le Groupe.

La possibilité pour le Groupe de bénéficier de ces politiques et leur caractère favorable dépendent des orientations politiques et stratégiques relatives aux problématiques environnementales de pays ou de régions donnés, qui sont susceptibles d'être impactées par un large éventail de facteurs, parmi lesquels les conditions macro-économiques du pays ou de la région concerné, les évolutions au sein des gouvernements et les efforts de lobbying de la part des diverses parties prenantes, y compris le secteur des énergies renouvelables, d'autres producteurs et consommateurs d'électricité, des groupes environnementaux, des entreprises agricoles et autres.

Par ailleurs, l'organisation de procédures publiques d'appels d'offres, qui constituent la majeure partie des débouchés du Groupe pour l'électricité qu'il produit, dépend en grande partie de la volonté des États ou des régions de promouvoir la production d'énergies renouvelables sur leurs territoires, voire d'outils de planification, tels que la programmation pluriannuelle de l'énergie en France. Des États ou des régions, en raison de changements politiques ou de nouveaux gouvernements pourraient réduire le nombre de procédures d'appels d'offres ou remettre en cause des procédures en cours ou annoncées. À titre d'exemple, au Mexique, à la suite des élections fédérales de 2018, le *Centro Nacional de Control de Energía* ou « CENACE » a annoncé le report puis l'abandon des procédures d'appels d'offres initialement prévues pour la fin de l'année 2018, pour lesquelles le Groupe faisait partie des candidats présélectionnés pour y participer. Ces décisions sont de nature à retarder la capacité du Groupe à conclure des contrats de vente d'électricité et trouver des débouchés pour l'électricité qu'il produit dans le pays.

Plus généralement, toute remise en cause, ou évolution défavorable de ces politiques publiques incitatives ou des problématiques et incertitudes à propos de leur interprétation ou mise en œuvre ou toute diminution du nombre de procédures publiques d'appels d'offres, ou des volumes alloués dans ce cadre, pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, ses résultats ou sa situation financière.

De manière plus générale, le Groupe exerce ses activités dans un environnement règlementaire contraignant. Ces réglementations portent sur des questions d'urbanisme, de protection de l'environnement (réglementation paysagère, réglementation du bruit, biodiversité), de protection des populations locales (comme les populations autochtones en Australie), d'hygiène, sécurité et santé au travail, d'entretien et de contrôle des installations en exploitation, de démantèlement des installations en fin de vie et de recyclage de leurs composants. Si le Groupe ne parvient pas à se conformer, ou à assurer la conformité de ses installations, aux dispositions qui lui ou leur sont applicables, il pourrait faire face à des retraits d'autorisations (licences, permis, etc.) ou encore être sanctionné par les autorités de régulation ou les gestionnaires de réseaux ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur son activité, ses résultats ou sa situation financière.

Si le Groupe ne parvient pas à sécuriser l'obtention des permis, licences et autorisations nécessaires à l'exercice de ses activités ou à l'implantation de ses installations, cela pourrait avoir une incidence défavorable significative sur son activité et la valeur de son portefeuille d'actifs

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est soumis à des contraintes importantes quant à l'obtention des permis, licences et autorisations requises par les règlements en vigueur et délivrés par les autorités nationales ou locales. Selon les pays, ces permis, licences et autorisations peuvent prendre la forme d'autorisations d'urbanisme (telles que les permis de construire), d'études environnementales et études d'impact obligatoires, d'autorisations de produire et d'exploiter, d'autorisations de raccordement aux réseaux ou encore d'autres autorisations spécifiques liées à la présence de sites protégés à proximité de l'installation (sites archéologiques, bâtiments historiques, installations militaires ou nucléaires, forêts etc.).

Les gouvernements nationaux et les autorités locales peuvent, selon les pays, faire preuve d'un pouvoir plus ou moins discrétionnaire dans la délivrance de ces permis, licences et autorisations, et ils pourraient exercer ce pouvoir discrétionnaire de façon arbitraire ou imprévisible. Par ailleurs, la multitude d'administrations compétentes peut rendre l'obtention de ces autorisations et permis longue, complexe et coûteuse.

Par conséquent, le Groupe ne peut garantir qu'il obtiendra à des coûts raisonnables, ou dans les délais prévus, la délivrance pour ses projets en développement des permis, licences et autorisations nécessaires à l'implantation d'une installation donnée ou à l'exercice de l'activité qu'il entend mener dans un pays. Enfin, pour ses projets en développement, le Groupe peut avoir engagé des ressources sans obtenir les permis et autorisations nécessaires et devoir ainsi se retirer d'un projet ou y renoncer, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur son activité, son développement ou sa situation financière.

De manière plus générale, si le Groupe ne parvient pas à sécuriser ces autorisations et permis, cela pourrait avoir une incidence défavorable significative sur son activité et ses résultats opérationnels.

Toute opposition à l'implantation d'une installation par les populations locales ou toute remise en cause des permis, licences et autorisations postérieurement à leur obtention par le Groupe peut rallonger les délais de développement ou contraindre le Groupe à abandonner certains projets

Les projets éoliens et, dans une moindre mesure, photovoltaïques développés ou exploités par le Groupe peuvent faire l'objet d'une forte opposition par les populations locales et associations, spécialisées notamment dans la lutte contre les installations éoliennes, particulièrement en France.

En particulier, les permis, autorisations et licences nécessaires à l'implantation d'une installation peuvent, une fois accordés, faire l'objet de recours contentieux par les riverains et associations, qui invoquent généralement devant les tribunaux une dégradation des paysages, des désagréments sonores, des atteintes à la biodiversité, ou plus généralement une atteinte à l'environnement local.

De tels recours sont très fréquents pour les projets éoliens du Groupe situés en France et peuvent survenir pour les projets situés à l'international.

Lorsque les permis et autorisations obtenus par le Groupe font l'objet de contestations ou sont annulés, cela a pour effet de rallonger les délais de développement des projets, voire dans certains cas extrêmes, de contraindre le Groupe à abandonner ces projets en cours de développement.

Au 31 décembre 2018, moins de 10% des 87 projets photovoltaïques et 27% des 45 projets éoliens en phases « *awarded* », « *tender-ready* » et « *advanced development* » du Groupe en France faisaient l'objet d'un recours (les projets en phase « *early stage* » ne sont généralement pas assez avancés pour être contestés par la voie du recours). Entre le 1^{er} janvier 2018 et le 31 décembre 2018, le Groupe a été contraint d'abandonner 1 projet photovoltaïque et 1 projet éolien à la suite de recours.

Plus généralement, aucune garantie ne peut être donnée par le Groupe qu'un parc éolien ou, dans une moindre mesure, un parc solaire, en cours de développement ou en exploitation recueille un avis favorable ou soit accepté par les populations avoisinantes. Même s'il existe déjà diverses réglementations qui visent à limiter les lieux d'implantation de parcs éoliens ou solaires, l'opposition des populations locales peut rendre plus difficile l'obtention de permis de construire et conduire à l'adoption de nouvelles réglementations plus restrictives. Une moindre acceptation par les populations locales de l'implantation des centrales, une progression du nombre de recours ou une évolution défavorable de leur issue pourraient conduire le Groupe à abandonner certains projets et, par conséquent, avoir un effet défavorable sur les perspectives et les performances financières du Groupe.

Le Groupe pourrait être exposé à des risques fiscaux

En tant que groupe international exerçant ses activités dans de nombreux États, le Groupe a structuré ses activités commerciales et financières conformément aux diverses obligations réglementaires auxquelles il est soumis et à ses objectifs commerciaux et financiers. La structure du Groupe est par ailleurs appelée à évoluer au fur et à mesure du développement des activités du Groupe, notamment à l'international. Dans la mesure où les lois et règlements fiscaux des différents pays dans lesquels des entités du Groupe sont situées ou opèrent, ne permettent pas d'établir des lignes directrices claires ou définitives, le régime fiscal appliqué à ses activités, à ses transactions ou réorganisations intra-groupes (passées ou futures) impliquant les sociétés du Groupe est ou pourrait parfois être fondé sur des interprétations des lois et réglementations fiscales françaises ou étrangères.

Le Groupe ne peut garantir que ces interprétations ne seront pas remises en question par les administrations fiscales compétentes. Plus généralement, tout manquement aux lois et réglementations fiscales en vigueur dans les pays dans lesquels le Groupe ou des entités du Groupe sont situées ou opèrent peut entraîner des redressements, ou le paiement d'intérêts de retard, amendes et pénalités. En outre, les lois et réglementations fiscales peuvent changer ou être modifiées dans l'interprétation et dans l'application qui en est faite par les juridictions ou les administrations concernées, potentiellement avec un effet rétroactif, en particulier dans le cadre des initiatives communes prises à l'échelle internationale ou communautaire (OCDE, G20, Union européenne). Chacun des éléments qui précèdent est susceptible de se traduire par une augmentation de la charge fiscale du Groupe et d'avoir une incidence défavorable significative sur sa situation financière et ses résultats.

Le Groupe a fait l'objet en 2018, et pourrait à l'avenir faire l'objet, de contrôles fiscaux. L'issue des contrôles fiscaux pourrait différer des prévisions du Groupe et du montant provisionné le cas échéant dans les comptes consolidés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les impôts différés actifs du Groupe, les flux de trésorerie, l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe.

Le Groupe bénéficie actuellement (directement ou par l'intermédiaire de ses sociétés de projets) de régimes fiscaux de faveur ou incitatifs dans certains des pays dans lesquels il exerce ses activités, conçus pour faciliter le développement et promouvoir l'utilisation de sources d'énergie renouvelables ou les investissements y afférents. Le bénéfice et le quantum des régimes d'incitation fiscale ne sont pas garantis et des changements dans ces politiques pourraient avoir un effet défavorable sur l'activité du Groupe, ses résultats et sa situation financière et fiscale.

Le Groupe est, à l'inverse, soumis à des taxes spécifiques applicables aux entreprises du secteur de l'énergie en général et à des taxes locales applicables à la construction d'installations de production d'énergie ou l'utilisation des réseaux électriques. L'ampleur de ces taxes pourrait évoluer en raison de la modification de la sensibilité politique et sociale aux enjeux environnementaux et au vu de la maturité et de la rentabilité croissante de l'industrie des énergies renouvelables dans son ensemble. Toute augmentation des taxes spécifiques et des impositions locales pourrait avoir un effet défavorable sur l'activité du Groupe, ses résultats, sa situation financière et fiscale, en particulier dans l'hypothèse où une telle augmentation s'appliquerait spécifiquement aux énergies renouvelables sans viser les autres sources d'énergie, ce qui pourrait entraîner une diminution potentielle de la compétitivité des énergies renouvelables.

Le Groupe pourrait voir sa capacité à déduire fiscalement les intérêts réduite

Les articles 212 *bis* et 223 B *bis* du Code général des impôts dans leur rédaction antérieure à la loi de finances pour 2019 limitent la fraction des charges financières nettes pouvant être déduites de l'impôt sur les sociétés, sous réserve de certaines conditions et sauf exceptions à 75% pour les exercices fiscaux ouverts à compter du 1^{er} janvier 2014 et avant le 1^{er} janvier 2019 (règle du « rabot »).

En outre, aux termes des règles françaises en matière de sous-capitalisation applicables aux exercices ouverts avant le 1^{er} janvier 2019, la déduction des intérêts versés au titre de prêts consentis par une partie liée, et, sous réserve de certaines exceptions, sur des prêts consentis par des tiers mais garantis par une partie liée, est soumise à des limitations, conformément aux règles de l'article 212 du Code général des impôts dans sa rédaction antérieure à la loi de finances pour 2019.

Les règles mentionnées ci-dessus limitant la déductibilité des intérêts en vertu de la législation fiscale française ont été supprimées à compter des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019 dans le cadre de la transposition partielle de la directive européenne établissant des règles contre les pratiques d'évasion fiscale affectant directement le fonctionnement du marché intérieur adoptée le 12 juillet 2016 (l'« ATAD »).

Pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019, la loi de finances pour 2019 a ainsi introduit un nouveau mécanisme de limitation de la déductibilité des charges financières nettes à 30% de l'EBITDA fiscal (ou 3 millions d'euros si ce montant est supérieur), appliqué au niveau du groupe fiscal. Ce seuil est réduit à 10% de l'EBITDA fiscal (ou à 1 million d'euros si ce montant est supérieur) si le groupe fiscal est considéré comme sous-capitalisé au sens des nouvelles dispositions. Des mesures plus favorables telles que des clauses de sauvegarde et le report des charges financières non admises en déduction sont susceptibles de s'appliquer sous certaines conditions en fonction de la situation du Groupe.

L'impact de ces règles sur la capacité du Groupe à déduire fiscalement effectivement les charges d'intérêts pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats et sa situation financière.

Les résultats futurs du Groupe, les règles fiscales françaises et étrangères et les contrôles ou contentieux fiscaux pourraient limiter la capacité du Groupe à réaliser ses impôts différés actifs et ainsi avoir un impact sur la situation financière du Groupe

Le Groupe peut être amené à comptabiliser des impôts différés actifs à son bilan au titre de la différence entre la comptabilisation des impôts selon les normes IFRS et les impôts réels des entités du Groupe. Cette différence comprend entre autres l'effet différé de réduction d'impôts des pertes reportables. Aux 31 décembre 2018, les impôts différés actifs nets des impôts différés passifs s'élevaient à 1,3 million d'euros, étant précisé que ce montant tient compte des impôts différés actifs correspondant aux déficits fiscaux et crédits d'impôt du Groupe à hauteur de 45,3 millions d'euros, (se reporter à la Note 27 aux États Financiers Annuels).

La réalisation effective de ces actifs dans les années futures dépendra d'un ensemble de facteurs, au nombre desquels, (i) la faculté de dégager des bénéfices fiscaux et le degré d'adéquation entre le niveau de réalisation de ces bénéfices et celui des pertes, (ii) la limitation générale applicable aux déficits fiscaux français, aux termes de laquelle le pourcentage de déficits fiscalement reportables pouvant être utilisés pour compenser la portion du bénéfice taxable excédant 1 million d'euros au titre de chaque exercice ultérieur concerné, est limitée à 50%, (iii) les limitations à l'utilisation des déficits fiscaux imposées par les lois et réglementations étrangères, (iv) les conséquences des contrôles ou contentieux fiscaux présents ou futurs et (v) d'éventuels changements des lois et réglementations applicables.

L'impact de ces risques pourrait augmenter la pression fiscale à laquelle le Groupe est soumis et ainsi avoir un effet défavorable sur le taux effectif d'imposition, la situation financière et les résultats du Groupe.

Le Groupe est exposé à des risques liés à différentes procédures judiciaires, administratives ou provenant d'autorités fiscales et de régulation

Le Groupe est actuellement impliqué dans des procédures judiciaires et des contentieux et pourrait à l'avenir être impliqué dans tout type de contentieux ou toute autre procédure judiciaire, gouvernementale, administrative ou fiscale, dans le cours normal de son activité. Ces procédures peuvent donner lieu à une condamnation, au paiement de dommages-intérêts conséquents, à des sanctions réglementaires ou même des sanctions pénales, et entacher la réputation du Groupe et ainsi avoir une incidence défavorable significative sur son activité, sa situation financière ou ses résultats. Même si de telles procédures sont finalement résolues en faveur du Groupe, elles peuvent accaparer une partie importante de ses ressources et du temps de ses employés ou donner lieu à une publicité négative, au détriment de l'activité et de la réputation du Groupe.

1.5.2.2 Risques climatiques et de catastrophes naturelles

La production d'électricité à partir de sources renouvelables dépend fortement des conditions météorologiques et notamment des ressources solaires et éoliennes ; l'intermittence des énergies renouvelables peut être source de perturbations et constituer un inconvénient sur le plan concurrentiel

Le Groupe investit et prévoit de continuer à investir dans des projets de production d'électricité dépendants des ressources solaires et éoliennes. Au 31 décembre 2018, les installations photovoltaïques et les parcs éoliens du Groupe en exploitation (« *in operation* ») représentaient respectivement 883 MW et 489 MW soit environ 59% et 33% de sa capacité totale opérationnelle.

Les niveaux de production des projets photovoltaïques et éoliens du Groupe dépendent fortement du degré d'irradiation des installations solaires et de l'énergie cinétique du vent à laquelle sont exposées les éoliennes, qui sont des ressources hors du contrôle du Groupe et sont susceptibles de varier significativement selon les périodes. Les conditions météorologiques générales, telles que les variations saisonnières des ressources, sont complexes à prévoir, d'autant plus que des conditions météorologiques exceptionnellement mauvaises sont susceptibles d'entraîner des variations ponctuelles des niveaux de production ainsi que des niveaux de revenus générés par les projets. Bien que, à la date du présent document, les activités du Groupe soient principalement concentrées en France (41% des MW en exploitation au 31 décembre 2018) et en Australie (50% des MW en exploitation au 31 décembre 2018), la stratégie de diversification géographique et technologique du portefeuille de projets du Groupe devrait limiter à l'avenir l'importance de ce risque au niveau consolidé. Si des conditions météorologiques défavorables devaient se prolonger sur le long terme, cela pourrait impacter négativement les niveaux de rentabilité des projets concernés.

Des niveaux insuffisants d'irradiation ou de vent sont susceptibles d'entraîner une diminution de la production d'électricité. Inversement, des températures excessives peuvent conduire à une réduction de la production d'électricité des installations photovoltaïques et des vents dépassant une certaine vitesse peuvent endommager les éoliennes et contraindre le Groupe à interrompre le fonctionnement des turbines. Par exemple, en 2016, des tornades ont engendré une panne de courant dans l'Etat d'Australie Méridionale, en endommageant les infrastructures du réseau de transport d'électricité, provoquant des défaillances en cascade des systèmes de transmission d'électricité et des diminutions, voire des arrêts de la production d'électricité de plusieurs parcs éoliens (dont *Hornsedale Wind Farm 1*, « *HWF 1* »). L'*Australian Energy Regulator* (« *AER* ») a mené une enquête sur cette panne de courant et publié un rapport à cet égard. Bien que ce rapport n'ait pas constaté de manquements des producteurs d'énergies renouvelables à la réglementation en vigueur, le risque d'action administrative ainsi que de recours en justice de tiers concomitants ne pourrait pas être entièrement exclu.

Le Groupe effectue des prévisions de la production d'électricité à partir d'études statistiques fondées sur l'historique des conditions météorologiques des sites. Le taux de rentabilité interne (« TRI ») et les *covenants* financiers du Groupe négociés dans le cadre des financements de projets prennent généralement pour hypothèse que ces prévisions se vérifieront au moins pendant un pourcentage défini de temps. Ces estimations du niveau d'irradiation et de ressources éoliennes des sites réalisées à partir de l'expérience du Groupe et d'études menées par des ingénieurs indépendants peuvent toutefois ne pas refléter le niveau réel des ressources solaires et éoliennes d'un site pour une période donnée. Bien que le Groupe effectue des prévisions des variations par rapport à l'historique météorologique ainsi que des impacts potentiels sur son activité, il ne peut garantir que ces prévisions suffiront à prévenir des incidences défavorables plus importantes sur son activité et à prévoir les conditions météorologiques futures. Une diminution de la production d'électricité pour les raisons mentionnées ci-dessus serait susceptible d'entraîner une baisse du chiffre d'affaires et de la rentabilité du Groupe et pourrait avoir une incidence défavorable significative sur son activité, sa situation financière et ses résultats d'exploitation et, dans des cas extrêmes, sa capacité à respecter les *covenants* financiers au titre des contrats de financement de projets.

Les risques liés au changement climatique et aux épisodes météorologiques extrêmes pourraient avoir une incidence défavorable sur l'activité de Neoen

Les risques liés au changement climatique ou aux épisodes météorologiques extrêmes pourraient affecter de manière significative les installations et les activités du Groupe. Dans la mesure où le changement climatique provoque des variations des températures, des ressources en vent et des conditions météorologiques, engendre une augmentation de la couverture nuageuse moyenne ou encore accentue l'intensité ou la fréquence des épisodes météorologiques extrêmes, il est possible qu'il ait une incidence défavorable sur les installations et les activités du Groupe. Par ailleurs, les épisodes météorologiques extrêmes sont susceptibles d'endommager les installations du Groupe ou d'entraîner une augmentation des périodes d'arrêt, un accroissement des coûts d'exploitation et de maintenance (coûts *O&M*) ou encore d'interférer avec le développement et la construction de projets de grande envergure. Par exemple, sur certains marchés sur lesquels le Groupe est implanté, le Groupe a déjà eu à faire face à des épisodes météorologiques extrêmes tels que des ouragans en Jamaïque ou des tremblements de terre au Salvador.

1.5.2.3 Risques liés à la concurrence au sein du secteur des énergies renouvelables et de compétitivité du secteur avec les autres sources de production d'énergie

La concurrence sur les marchés des énergies renouvelables est toujours plus intense et peut affecter défavorablement le Groupe

Les marchés de l'énergie solaire, éolienne ou biomasse sont très concurrentiels et en constante évolution et le Groupe fait face à une concurrence importante sur chacun des marchés sur lesquels il opère. Cette concurrence résulte de plusieurs facteurs dont notamment l'augmentation du nombre d'acteurs dans le domaine des énergies renouvelables ces dernières années, la baisse des coûts des panneaux photovoltaïques ou des turbines éoliennes, des autres composants du système (composants *BOS* ou *BOP*) ainsi que des coûts de construction, de maintenance, du capital et autres coûts, la baisse des prix de l'électricité que ce soit sur le marché *spot* ou à travers les tarifs d'achat obligatoires ou les procédures d'appels d'offres ou encore les évolutions technologiques rapides affectant le secteur.

Tous ces éléments sont susceptibles de réduire le prix moyen de vente dans les contrats d'achat d'électricité ou d'accentuer la difficulté pour le Groupe à remporter des appels d'offres à des prix garantissant les rendements souhaités ou nécessaires, notamment pour assurer le financement des projets concernés. Cette concurrence intense et grandissante a contribué, avec la diminution des coûts d'approvisionnement, à créer une tendance baissière des prix proposés dans le cadre des procédures d'appels d'offres, conduisant ainsi à des niveaux de prix de plus en plus faibles observés sur des procédures récentes.

Par ailleurs, sur chacun des marchés dans lesquels il opère, le Groupe fait face à la concurrence des acteurs locaux comme des acteurs globaux, dont beaucoup bénéficient d'une grande expérience (tant sur le plan domestique que sur le plan international) dans le développement et l'exploitation d'installations de production d'électricité et de ressources financières au moins équivalentes, voire supérieures, à celles du Groupe.

En outre, le secteur des énergies renouvelables a été marqué ces dernières années par une tendance à la consolidation, notamment par l'arrivée sur le marché de groupes énergétiques internationaux. À titre d'exemple, EDF, principal fournisseur d'électricité en France et contrôlé par l'État français, a récemment annoncé un programme ambitieux de développement de l'énergie solaire en France ainsi qu'un plan de développement du stockage d'électricité en France et à l'international qui seront mis en œuvre via des filiales dédiées. D'autres entreprises énergétiques de premier plan, telles que Engie ou Total, ont également renforcé leurs positions sur le marché des énergies renouvelables par des acquisitions récentes de développeurs et producteurs indépendants d'électricité solaire ou éolienne. Enfin, d'autres concurrents ont cherché à augmenter leurs parts de marché à travers des opérations de fusions et rapprochements d'entreprises qui ont donné naissance à des acteurs plus importants, possédant des ressources financières significatives, dépassant celles du Groupe dans de nombreux cas.

Le marché des énergies renouvelables est un marché jeune par rapport aux marchés des énergies conventionnelles et en pleine évolution qui pourrait ne pas se développer aussi rapidement ou de la manière attendue par le Groupe et pourrait souffrir de la concurrence avec les autres sources de production d'électricité

Le marché des énergies renouvelables est un marché relativement jeune par rapport à celui de la production d'électricité à partir d'énergies fossiles ou nucléaires. Ce marché peut se développer moins rapidement ou différemment que ne le prévoient actuellement le Groupe ou les analystes du secteur. De nombreux facteurs peuvent porter atteinte à la croissance en termes de capacité de production et à l'attractivité des énergies renouvelables par rapport à d'autres sources d'énergie, notamment :

- la compétitivité de l'électricité générée par des installations de production à partir d'énergies renouvelables par rapport aux sources d'énergie conventionnelles telles que le gaz naturel ou le nucléaire ;
- la performance, la fiabilité et la disponibilité de l'énergie générée par les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables par rapport aux autres sources d'énergie conventionnelles ;
- les améliorations technologiques et l'évolution des coûts des composants (panneaux photovoltaïques, aérogénérateurs, autres composants du système) ainsi que des coûts de développement, construction (coûts *EPC*) et exploitation et maintenance (coûts *O&M*) des installations ;
- les fluctuations des conditions économiques et de marché ayant un impact sur le prix et la demande de l'énergie conventionnelle, et notamment les hausses ou baisses de prix concernant les sources d'énergie primaire telles que le gaz naturel, le charbon, le pétrole et autres combustibles fossiles, ainsi que les développements sur la structure de coûts, l'efficacité et les investissements en équipement nécessaires à d'autres technologies de production d'électricité ;
- les variations affectant la demande globale d'énergies renouvelables tant par des acteurs étatiques (en cas de remise en cause des politiques publiques incitatives) que des acteurs privés (notamment en cas de diminution du bénéfice d'image retiré par les entreprises privées s'approvisionnant exclusivement ou principalement en énergies renouvelables) ; et
- pour les marchés géographiques dans lesquels la parité réseau n'est pas encore atteinte, les variations dans la disponibilité, le contenu et l'ampleur des programmes de soutien, incluant les objectifs des pouvoirs publics, subventions, mesures incitatives, et normes favorables relatives à l'énergie renouvelable et incluant les possibles changements défavorables concernant les programmes applicables à d'autres formes de production, conventionnelle ou non, d'électricité.

L'un quelconque des facteurs susmentionnés pourrait connaître une évolution non anticipée à l'heure actuelle par le Groupe. De nouvelles conditions de marché pourraient se développer et être susceptibles d'impacter la planification stratégique du Groupe de façon imprévue. Si le marché des énergies renouvelables devait se développer moins rapidement ou différemment que prévu, l'intérêt des investisseurs à investir dans ce domaine pourrait s'éroder, et le Groupe pourrait éprouver des difficultés à atteindre ses objectifs de développement ou ses objectifs commerciaux.

Le Groupe est exposé aux risques liés aux fluctuations des prix des panneaux photovoltaïques et des aérogénérateurs, des autres composants du système, des coûts de conception, de construction et de main d'œuvre et des matières premières nécessaires à la production d'équipements renouvelables

Bien que le Groupe confie la construction de ses parcs solaires et éoliens à des constructeurs tiers, via des contrats *EPC* clés en mains, il spécifie quasi systématiquement les aérogénérateurs et les panneaux solaires qu'il veut voir installés sur ses parcs éoliens et photovoltaïques et donne son avis sur les fournisseurs d'autres composants du système (composants *BOS* ou *BOP*) tels que les onduleurs, les transformateurs, les dispositifs de protection électrique, les équipements de câblage et de contrôle, ainsi que les éléments de structure tels que les cadres de montage ou les mats d'éoliennes.

Les prix des aérogénérateurs, des panneaux photovoltaïques ou des autres composants du système (composants *BOS* ou *BOP*) pourraient augmenter ou fluctuer en raison de nombreux facteurs qui échappent au contrôle du Groupe, tels que les variations défavorables du prix des matières premières nécessaires à la production des équipements d'installations d'énergies renouvelables (acier, lithium, cobalt etc.), la réapparition de mesures anti-dumping visant les fabricants de panneaux chinois (comme cela a été le cas aux Etats-Unis en 2018) ou l'adoption de toute autre mesure commerciale entre gouvernements visant des matériaux clés des installations. Ces mesures pourraient alors augmenter les coûts d'approvisionnement du Groupe, ce qui pourrait porter atteinte à la valeur des projets ou en rendre certains non viables, chacune de ces circonstances pouvant avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, ses résultats ou sa situation financière.

Afin de rester compétitif, le Groupe doit répondre à l'évolution rapide des marchés de l'énergie solaire et éolienne et du stockage d'électricité, notamment l'identification de nouvelles technologies et leur intégration dans les projets en cours de développement.

Les secteurs de l'énergie solaire et éolienne et du stockage d'électricité sont marqués par des progrès rapides et un accroissement de la diversité des technologies, des produits et des services. Les progrès technologiques en matière photovoltaïque, éolienne et de stockage d'électricité contribuent à la réduction des coûts ainsi qu'à l'amélioration des techniques, afin d'offrir une meilleure intégration au réseau et une amélioration des rendements, rendant les technologies les plus anciennes moins compétitives. Par ailleurs, des entreprises peuvent être amenées à mettre au point de nouvelles technologies de production ou de stockage d'électricité, plus concurrentielles du point de vue des coûts ou plus rentables que les installations photovoltaïques, éoliennes et de stockage exploitées par le Groupe. Si le Groupe ne parvient pas à identifier et à développer ces nouvelles technologies ou à adapter ses installations existantes à ces innovations, il pourrait rencontrer des difficultés dans le cadre de participations à des appels d'offres ou lors de la conclusion de contrats de vente d'électricité attractifs pour ses nouveaux projets. L'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient alors être affectés de manière significative.

Le Groupe peut également rencontrer des difficultés en ce qui concerne la négociation de financements pour des projets utilisant des technologies nouvelles peu répandues et non encore éprouvées, ce qui peut placer le Groupe dans une situation désavantageuse par rapport à ses concurrents qui disposent de ressources suffisantes pour financer eux-mêmes des projets utilisant ces technologies nouvelles, en particulier lorsque celles-ci nécessitent un investissement initial conséquent et/ou confèrent par la suite un avantage significatif en termes de coûts.

Si les concurrents du Groupe parviennent à développer des technologies leur permettant de soumettre des offres à des prix inférieurs ou à des conditions plus attractives dans le cadre de procédures d'appels d'offres, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de s'aligner sur ces offres sans affecter sa rentabilité ou même pourrait ne pas être en mesure de présenter une offre dans le cadre de la procédure. Cette situation est susceptible d'avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, ses perspectives, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

1.5.2.4 Risques liés à l'accès et à la performance des réseaux électriques

Des difficultés de raccordement aux réseaux de distribution ou de transport, une capacité de transport d'électricité insuffisante et de possibles coûts de rénovation du réseau de transport pourraient avoir une incidence significative sur la capacité du Groupe à construire ses installations et à vendre l'électricité qu'elles produisent

Afin de vendre l'électricité produite par les installations qu'il exploite, le Groupe doit obtenir le raccordement de ces installations aux réseaux publics de distribution ou, dans une moindre mesure, de transport d'électricité. Ainsi, la possibilité d'implanter un site de production à un endroit déterminé dépend fortement des possibilités de raccordement de l'installation aux réseaux de distribution et/ou de transport. Les sites d'implantation de centrales disponibles étant parfois situés à une certaine distance des réseaux de distribution et/ou de transport, le Groupe ne peut donner aucune assurance qu'il obtiendra les raccordements réseaux suffisants, dans les délais et coûts envisagés, pour l'implantation de ses futures centrales, notamment dans les marchés non matures ou émergents pour lesquels le gestionnaire du réseau n'a pas toujours l'expérience requise en matière de raccordement d'installations de production d'énergies renouvelables.

Par ailleurs, la capacité insuffisante du réseau, du fait d'une congestion du réseau, d'une surproduction des installations raccordées ou de variations excessives des prix de marché de l'électricité, pourrait porter une atteinte significative aux projets du Groupe et entraîner la réduction de la taille des projets, des retards dans la mise en œuvre des projets, l'annulation de projets, une augmentation des coûts en raison de la mise à niveau du réseau, et la confiscation potentielle des garanties que le Groupe a constituées auprès du gestionnaire du réseau dans le cadre du raccordement d'un projet donné.

Une telle capacité insuffisante pourrait également conduire le gestionnaire du réseau à demander au Groupe un écrêtement de l'approvisionnement du réseau en deçà de ses capacités régulières de production (*grid curtailment*). Ce phénomène est d'actualité pour le Groupe principalement en Australie où le réseau est accessible à tous les producteurs d'électricité (*open access network*),

sans priorité accordée aux énergies renouvelables, et où le Groupe est tenu de minimiser les déperditions d'énergie transportée (*marginal loss factors* ou « *MLF* »), notamment en cas de variation positive ou négative de l'alimentation du réseau. En Australie Méridionale, les insuffisances du réseau en termes de capacité ont conduit l'*Australian Energy Market Operator* à limiter l'injection d'énergie éolienne dans le réseau en fonction du nombre de centrales électriques au gaz en exploitation au même moment. La survenance de telles demandes de *curtailment* a comme effet mécanique une perte de revenus générés par les installations affectées et une réduction de leur rentabilité. Par ailleurs, pour chacun de ses projets en Australie, le Groupe établit des modèles financiers prenant en compte des prévisions de *grid curtailment* et de *MLF* sur la base de scénarios considérés comme probables à la date du *closing* financier. Si ces hypothèses s'avéraient insuffisantes, cela aurait une incidence défavorable potentiellement significative sur les taux de rentabilité interne des projets concernés et, dans un scénario extrême, affecter la capacité des sociétés de projets à rembourser leur endettement. La mise en œuvre d'un dispositif de stockage d'énergie par le Groupe a apporté une réponse partielle aux risques posés par l'écrêtement, comme exposé au paragraphe 1.2.4.1 « *Chiffre d'affaires* » du présent document.

Enfin, dans certains marchés et notamment en Australie, le Groupe (comme d'autres producteurs) est tenu de contribuer aux commissions payées aux producteurs d'énergie (notamment les producteurs d'énergies fossiles mais également les producteurs d'énergies renouvelables ayant un dispositif de stockage en complément de leurs installations) pour services rendus tendant à stabiliser le réseau d'électricité, notamment pour corriger les phénomènes d'intermittence de fourniture d'électricité au réseau par des producteurs d'énergie renouvelable ou pour corriger les variations de fréquence (services dits « FCAS » ou « *frequency control ancillary services* »). Le montant de ces contributions FCAS ainsi que les commissions reçues par le Groupe au titre de ses services FCAS pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2018 sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

<i>(En dollars australiens)</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2018	2017
Revenus FCAS	18 582 532	409 630
Contributions FCAS	(2 941 752)	(2 028 869)
Solde	15 640 780	(1 619 239)

Pour chacun de ses projets en Australie, le Groupe établit des modèles financiers prenant en compte des prévisions de contributions FCAS sur la base de scénarios considérés comme probables à la date du *closing* financier. Le montant de ces contributions FCAS est imprévisible, peut se révéler significatif et pourrait être supérieur aux hypothèses prises dans les modèles financiers et ne pas être compensé par de telles commissions reçues par le Groupe en tant que fournisseur de ces services FCAS à travers ses dispositifs de stockage. Le cas échéant, cela aurait une incidence défavorable potentiellement significative sur les taux de rentabilité interne des projets concernés.

1.5.3 Risques de marché

1.5.3.1 Risques de taux

Le Groupe est exposé aux risques de marché au titre de ses activités d'investissements. Cette exposition est principalement liée aux fluctuations des taux d'intérêts de ses dettes relatives aux projets.

Le tableau suivant résume l'exposition du Groupe par type de taux aux 31 décembre 2017 et 31 décembre 2018 :

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2018	31.12.2017
Dettes à taux fixes	657,2	619,7
Dettes à taux variables	993,3	754,7
Effet des couvertures	40,3	24,8
Total des dettes financières après effet des couvertures	1 690,8	1 390,2

Par principe, les financements de projets souscrits à taux variable font l'objet d'une couverture qui représente en général un taux pondéré sur la durée de vie de l'emprunt de 75% ou plus du montant de la dette. Les couvertures sur le risque de taux d'intérêt sont effectuées au moyen d'instruments contractés de gré à gré (swaps de taux), avec des contreparties bancaires internationales, qui sont valorisés à leur juste valeur et, pour la part de couvertures des années futures évaluée efficace, enregistrés dans les capitaux propres du Groupe, et les variations de ces justes valeurs sont inscrites à l'état du résultat global figurant dans les États Financiers Annuels.

La politique de gestion des risques du Groupe a pour objectif de limiter et de maîtriser les effets des variations des taux d'intérêt et leurs répercussions sur le résultat et les flux de trésorerie.

Le tableau suivant présente le recours aux instruments dérivés par le Groupe, aux 31 décembre 2017 et 31 décembre 2018, afin de couvrir son exposition au risque de taux :

(En millions d'euros)	Montants notionnels par échéance			Juste valeur	Enregistrés en capitaux propres	Enregistrés en résultat
	Inférieure à 5 ans	Supérieure à 5 ans	Total			
Au 31 décembre 2017						
Swaps de taux - Solaire	74,1	196,4	270,5	-15,3	-15,3	0
Swaps de taux - Éolien	78,3	235,6	313,9	-9,5	-9,5	0
Total	152,4	432,0	587,3	-24,8	-24,8	0
Au 31 décembre 2018						
Swaps de taux - Solaire	79,6	220,6	300,3	18,1	18,1	0
Swaps de taux - Éolien	78,3	301,9	380,2	22,2	22,2	0
Total	157,9	522,5	680,5	40,3	40,3	0

1.5.3.2 Risques de change

Les risques de change auxquels le Groupe est exposé comprennent d'abord le risque « de conversion », c'est-à-dire le risque lié à la conversion des comptes des filiales du Groupe, établis dans des devises autres que l'euro, dans la monnaie de consolidation, en l'occurrence l'euro. Jusqu'à présent, ce risque a principalement porté sur les filiales australiennes du Groupe qui établissent leurs comptes en dollars australiens ainsi que sur la centrale solaire située au Salvador dont les comptes sont établis en dollars américains.

En ce qui concerne le risque dit « de transaction », c'est-à-dire le risque de non alignement entre les devises dans lesquelles les revenus et les coûts du Groupe sont respectivement générés et encourus, le Groupe minimise son exposition en alignant l'endettement des projets, les dépenses d'investissements engagées pour financer ces projets et les revenus générés par ces projets sur une même devise forte et fiable (à la date du présent document, exclusivement le dollar américain, l'euro et le dollar australien). Le Groupe est néanmoins confronté à ce risque en ce qui concerne les coûts de développement encourus dans certains pays. Par ailleurs, alors que les prix de certains contrats de vente d'électricité sont libellés en dollars américains, la devise de paiement peut être une monnaie locale que le Groupe doit alors rapidement convertir en dollars américains pour assurer le remboursement de la dette et distribuer le surplus de cash aux actionnaires.

Le Groupe est également soumis au risque de transaction pour les avances en fonds propres et compte courant qu'il octroie aux sociétés de projets (constitutives de l'apport en fonds propres dans le cadre du financement des projets), qui sont financés en euros alors que les dépenses d'investissement engagées par ces sociétés de projets (pour des projets situés en dehors de la zone euro) seront libellées en monnaies locales (dollars australiens, dollars américains principalement mais aussi, dans une moindre mesure, peso mexicain, peso argentin, metical mozambicain, kwacha zambien, etc).

Afin de se couvrir contre le risque de baisse de l'euro par rapport au dollar américain et au dollar australien, et dans la mesure où la probabilité de réalisation du projet est suffisamment élevée, le Groupe conclut des contrats à terme sur devises par lesquels il achète des dollars australiens ou dollars américains avec un règlement généralement prévu peu de temps avant la date de l'apport nécessaire des fonds propres ou quasi fonds propres dans les projets. Ces instruments de couverture sont généralement souscrits lorsque le Groupe dispose d'une bonne visibilité des dépenses d'investissement et du ratio dette/fonds propres relatifs au projet, par exemple juste après la finalisation d'un contrat *EPC*.

Enfin, dans certains cas exceptionnels, un projet en construction peut être exposé à des paiements en devises différentes de sa devise fonctionnelle, notamment lorsque le contrat *EPC* est libellé en plusieurs monnaies différentes. Le Groupe doit donc faire en sorte que la société de projet achète des couvertures de change au moment du *closing* financier pour s'assurer que les ressources prévues pour le projet suffiront à la bonne réalisation de ce dernier.

Le tableau suivant détaille les dettes financières du Groupe par type de devises aux 31 décembre 2017 et 31 décembre 2018 :

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2018	31.12.2017
Dettes libellées en euros	766,7	727,7
Dettes libellées en dollars australiens (converties en euros)	745,2	558,7
Dettes libellées en dollars américains (converties en euros)	178,4	112,7
Dettes libellées en autres devises (converties en euros)	0,5	-
Total dettes financières	1 690,7	1 399,2

1.5.3.3 Risques de contrepartie

Le risque de contrepartie correspond au risque de défaillance des cocontractants, en particulier des contreparties aux contrats de vente d'électricité, dans l'exécution de leurs obligations contractuelles, susceptibles de causer une perte financière pour le Groupe.

Le tableau suivant résume la situation des comptes clients et comptes rattachés aux 31 décembre 2017 et 31 décembre 2018 :

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2018	31.12.2017
Créances clients	34,1	29,0
Dépréciations créances clients	(0,4)	-
Total clients et comptes rattachés	33,7	29,0

Le Groupe vend la majeure partie de l'électricité produite par ses installations dans le cadre de contrats de vente d'électricité ou contrats pour différence conclus avec des contreparties étatiques (États ou entreprises contrôlées par un État), des entreprises de distribution d'électricité, ainsi qu'auprès d'un nombre limité d'acheteurs privés.

Pour une description des contrats de vente d'électricité conclus par le Groupe, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 1.2.4.1 « *Chiffre d'affaires* » du présent document. Pour une description des différents types de contreparties du Groupe et leurs poids respectifs dans les ventes totales du Groupe, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 1.1.3.3 « *Clients du Groupe* » du présent document.

Comme indiqué dans la présente section, les contreparties actuelles du Groupe sont essentiellement des entités publiques ou parapubliques. La part des entités privées ainsi que des contreparties de marché (exposition *spot*) est néanmoins amenée à croître à l'avenir. Lorsque la contrepartie au contrat de vente d'électricité est une entreprise privée, sa notation de crédit est prise en compte dans le calcul du taux de rentabilité interne (« TRI ») cible du projet sous-jacent. Lorsque la contrepartie est une contrepartie de marché, une prime de risque est également ajoutée dans le calcul du TRI cible du projet.

Le Groupe place ses disponibilités, quasi-disponibilités, et conclut des contrats de couverture de taux d'intérêt auprès d'institutions financières de premier rang.

1.5.3.4 Risques de liquidité

Le risque de liquidité correspond au risque que le Groupe ne soit pas en mesure de faire face à ses besoins en trésorerie grâce à ses ressources disponibles.

Les besoins en trésorerie du Groupe et les ressources utilisées pour y répondre sont détaillés au paragraphe 1.3 du présent document.

Le tableau suivant résume les ressources disponibles (position de liquidité) du Groupe aux 31 décembre 2017 et 31 décembre 2018 :

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2018	31.12.2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie :	503,8	260,0
- dont placements à court terme	165,4	3,8
- dont disponibilités	338,4	256,2
Autorisations de découverts disponibles	145,0	39,0
Total	648,8	299

Au 31 décembre 2017, les 256 millions d'euros de disponibilités étaient principalement composés de tirages de l'émission obligataire verte (*green bonds*) de décembre 2017 à hauteur de 95,9 millions d'euros en vue d'investissements dans de nouveaux projets, et de tirages de dettes seniors à hauteur de 76,3 millions d'euros afin de payer des factures d'investissement au sein des projets et de la liquidité au niveau de la Société. Au 31 décembre 2018, la trésorerie était principalement composée de liquidités au niveau de Neoen SA pour 253,2 millions d'euros, provenant principalement de l'augmentation de capital dans le cadre de l'introduction en bourse à hauteur de 450 millions d'euros, des tirages de dettes seniors afin de payer les factures d'investissement au sein des projets pour 92,7 millions d'euros, et de tirages de l'obligation verte de 26,2 millions d'euros en vue d'investissements dans de nouveaux projets. Par ailleurs, la Société a remboursé la plupart de ses lignes *corporate* avec les fonds levés dans le cadre de son introduction en bourse, ce qui explique la grande disponibilité des découverts possibles.

Les placements à court terme réalisés par le Groupe sont entièrement disponibles par la société qui les détient et ne présentent pas de risques de changement de valeur.

1.6 ASSURANCES ET GESTION DES RISQUES

Le contrôle des risques est partie intégrante des activités opérationnelles du Groupe. En tant que développeur et exploitant d'installations photovoltaïques, éoliennes et biomasse, ainsi que d'installations de stockage qui les complètent, le Groupe adapte son dispositif de contrôle des risques soit en interne, soit via le transfert de ces risques par le recours à des polices d'assurance.

1.6.1 Assurances

Dans le cadre de ses activités, le Groupe a recours à l'assurance à deux niveaux :

- au niveau de la Société, pour couvrir essentiellement les risques de responsabilité civile présents à l'échelle du Groupe, ainsi que les dommages relatifs aux déplacements professionnels des salariés, mandataires sociaux et dirigeants du Groupe ;
- au niveau des sociétés de projets, pour se protéger des risques pesant spécifiquement sur les installations photovoltaïques, éoliennes, biomasse et de stockage en cours de développement, de construction et d'exploitation.

La politique d'assurance est déterminée et gérée en interne par la direction juridique qui travaille en étroite collaboration avec les opérationnels à travers le monde et les courtiers en assurance du Groupe.

1.6.1.1 Assurances responsabilité civile et « déplacements professionnels » du Groupe

Les polices d'assurances souscrites par la Société pour couvrir toutes les entités du Groupe et ses salariés, mandataires sociaux et dirigeants, sont essentiellement des assurances responsabilité civile, ainsi que des assurances « déplacements professionnels ». À la date du présent document, le Groupe a souscrit les principales assurances suivantes, avec des niveaux de couverture (et plafonds d'indemnisation) qu'il estime appropriés et usuels pour des entreprises opérant dans le même marché :

- un programme international d'assurance de responsabilité civile, souscrit auprès de XL Insurance Company SE, dont l'objet est de garantir le Groupe, ses représentants et salariés situés en France et dans certains pays (notamment, Australie, Portugal, Jamaïque, Salvador, Mexique, Mozambique, Argentine, Zambie et Etats-Unis) contre les conséquences financières de toute responsabilité que ceux-ci pourraient encourir à raison de dommages corporels, matériels et immatériels résultant de fautes, d'erreurs de fait ou de droit, d'oublis, d'omissions, de négligences, d'inexactitudes commis par eux ou leurs préposés et causés aux tiers, y compris les clients du Groupe, dans l'exercice de leurs activités professionnelles. Ce programme d'assurance comprend également un volet « défense pénale » qui couvre le paiement des honoraires des mandataires (avocats, avoués, huissiers, experts) et des frais nécessaires pour assurer la défense du Groupe en cas de poursuites pour un sinistre grave. Le montant total de ces garanties est plafonné par sinistre et par année d'assurance, avec des sous-plafonds par type de dommages. Cette assurance est constituée d'une police « master », complétée, le cas échéant, par des polices « locales » en Jamaïque, au Mozambique et aux États-Unis où le Groupe dispose de filiales. Cette police « master » a vocation à intervenir en complément ou en lieu et place des polices « locales » pour des couvertures que celles-ci ne garantiraient pas ou lorsqu'il existe une obligation de couverture locale en première ligne ;
- un programme d'assurance de responsabilité civile des dirigeants et mandataires sociaux, souscrit auprès d'AIG (apériteur) et de Liberty, dont l'objet est principalement de couvrir les administrateurs, les dirigeants et les mandataires sociaux des entités du Groupe dans le monde entier contre les conséquences pécuniaires des réclamations introduites à leur encontre et imputables à toute faute professionnelle commise dans l'exercice de leurs fonctions. Le programme couvre également les frais de défense civile, pénale et administrative des personnes assurées ;

- un programme d'assurance de « déplacements professionnels » (police « missions collaborateurs »), souscrit auprès de Chartis, visant à couvrir tout salarié, mandataire social, dirigeant ou administrateur ou de toute personne ayant un ordre de mission du Groupe, y compris expatriés ou détachés, contre les dommages survenus à l'occasion de leurs déplacements professionnels (aériens, terrestres, etc.). Le montant total de ces garanties est plafonné par sinistre (à chaque fois, avec des sous-plafonds par type de dommages). Cette police est complétée par une assurance souscrite auprès de Covéa Fleet, garantissant les véhicules personnels des collaborateurs en mission, en cas de dommages matériels et immatériels et sans limitation en cas de dommages corporels.

Les polices d'assurance souscrites par le Groupe contiennent des plafonds, des exclusions et des franchises qui pourraient l'exposer, en cas de survenance d'un sinistre significatif ou d'une action en justice intentée à son encontre, à des conséquences défavorables. Il ne peut en outre être exclu que, dans certains cas, le Groupe soit obligé de verser des indemnités importantes non couvertes par les polices d'assurance en place ou d'engager des dépenses significatives non remboursées ou insuffisamment remboursées par ses polices d'assurance.

1.6.1.2 Assurances spécifiques aux sociétés de projets

Dans l'exercice de ses activités de développement et exploitation de projets photovoltaïques, éoliens et biomasse, ainsi que d'installations de stockage qui les complètent, le Groupe se protège, par le recours à des polices d'assurance, contre les dommages et incidents qui pourraient survenir et affecter une installation.

La politique générale d'assurance du Groupe repose sur les principes suivants :

- chaque projet du Groupe doit être couvert par :
 - o une police construction « tous risques chantiers », couvrant à la fois le Groupe et la société de projet contre les risques environnementaux et de responsabilité civile pouvant survenir lors de la phase de construction de l'installation ;
 - o lorsque l'installation est entrée en exploitation, une assurance exploitation couvrant les risques de responsabilité civile, de dommages et pertes de recettes, causés par ou à l'installation (par exemple : incendies, vols et actes de vandalisme, catastrophes naturelles etc.) ;
- si chaque projet bénéficie de couvertures propres, distinctes de celles des autres projets, ces couvertures doivent être en ligne avec la politique de couverture d'assurances du Groupe. Dans le cas spécifique des projets solaires français, des conditions standards ont été fixées dans des polices cadres négociées en amont par le Groupe auprès d'assureurs de premier rang, notamment par le biais de courtiers en assurances. Ainsi, à la date du présent document, des polices cadres ont été conclues avec Covéa et Royal and Sun Alliance (RSA) pour les projets photovoltaïques du Groupe situés en France en construction et en exploitation (respectivement) ;
- concernant les activités internationales du Groupe, les polices couvrant lesdits projets sont parfois conclues au terme de procédures d'appels d'offres (de type « *request for quotation* ») avant recours aux services d'un courtier. Dans ces situations, le Groupe s'appuie notamment sur ses partenaires financiers locaux ;
- les polices d'assurance sont généralement auditées par les prêteurs qui financent le projet, lesquels demandent à être désignés en tant que co-assurés afin de pouvoir, le cas échéant, bénéficier d'éventuelles indemnités d'assurances en cas de sinistre par voie de subrogation dans le cadre des contrats de prêts souscrits ;
- le Groupe s'attache à ce que ses polices d'assurance couvrent l'ensemble des parties prenantes, comprenant notamment, en plus de la société de projet, le cocontractant *EPC*, les fournisseurs de turbines éoliennes et d'autres composants du système (fournisseurs *BOS* et *BOP*), les sous-traitants ainsi que les salariés ;

- le recours à une police de type « tous risques chantiers » ou « tous risques chantier montage essai » (*Construction All Risk*) permet une indemnisation sans recherche préalable de responsabilité aux fins d'éviter de longues interruptions de chantiers ;
- enfin, les polices d'assurance souscrites par les sociétés de projets contiennent généralement des plafonds, franchises et exclusions qui sont calibrés projet par projet et dont le niveau est adéquatement fixé au terme des travaux de diligence du Groupe, en concertation avec les banques de financement.

À cette politique générale, s'ajoute la mise en place de certaines polices d'assurance locales obligatoires en fonction des pays concernés, telles que, par exemple (i) une assurance locale souscrite aux États-Unis afin de couvrir les risques locatifs de la filiale américaine pour son occupation de terrains et (ii) des assurances spécifiques qui peuvent être souscrites pour obtenir une couverture contre des risques déterminés tels que les risques sismiques au Salvador.

Afin de veiller à la mise en place de polices d'assurance cohérentes et d'un niveau de couverture satisfaisant, le Groupe a notamment défini des lignes directrices pour déterminer l'organisation à suivre en matière d'assurances lors des phases de construction des projets qu'il développe.

À la date du présent document, le Groupe a mis en place une politique de couverture des principaux risques assurables avec des montants de garantie qu'il estime compatibles avec la nature de ses activités. Le Groupe n'envisage pas, à l'avenir, de difficultés particulières pour conserver des niveaux d'assurance adéquats dans la limite des disponibilités et des conditions de marché.

Au cours des dernières années, le Groupe n'a pas connu de sinistre significatif ayant conduit à une remise en cause de ses polices d'assurances.

1.6.2 Gestion des risques

La gestion des risques se rapporte aux mesures mises en œuvre par le Groupe pour recenser, analyser et maîtriser les risques auxquels il est soumis dans le cadre de ses activités, en France et à l'étranger. Le Groupe accorde une grande importance à la culture des risques et a engagé une démarche structurée visant à conduire une politique active en matière de gestion des risques permettant de s'assurer que ses risques majeurs et opérationnels soient connus et maîtrisés. Le dispositif déployé est applicable à l'ensemble du Groupe, comprenant toutes ses activités, fonctions et territoires.

La maîtrise des risques est considérée comme une priorité par le Groupe qui a construit une démarche cohérente de gestion des risques et de contrôle interne. Les dispositifs de gestion des risques et de contrôle interne du Groupe reposent sur un ensemble de moyens, de politiques, de procédures, de comportements et d'actions visant à s'assurer que les mesures nécessaires sont prises pour :

- vérifier l'efficacité des opérations et l'utilisation efficiente des ressources ; et
- identifier, analyser et maîtriser les risques susceptibles d'avoir un impact significatif sur le patrimoine, les résultats, les opérations ou la réalisation des objectifs du Groupe, qu'ils soient de nature opérationnelle, commerciale, juridique ou financière, ou qu'ils soient liés à la conformité aux lois et réglementations.

Une organisation et des outils structurants ont été mis en place pour supporter les dispositifs à tous les niveaux de l'organisation du Groupe.

1.6.2.1 Cartographie des risques

Le Groupe a mis au point une cartographie des risques afin de prévenir les risques majeurs relatifs à son activité, tels que décrits au paragraphe 1.5 « *Risques et incertitudes* » du présent document, avec le support d'un consultant externe spécialisé sur ces sujets. Le processus d'élaboration de la cartographie des risques, qui a été mis en place en 2016, a permis d'identifier les principaux risques auxquels le Groupe est exposé et d'évaluer chacun d'eux selon une méthodologie définie.

Le processus d'élaboration de la cartographie des risques implique fortement le management de l'ensemble des activités et fonctions du Groupe, permettant de tenir compte des objectifs et des enjeux de toutes les parties prenantes. L'exercice consiste notamment à identifier les risques les plus significatifs pour le Groupe, regroupés en différentes familles (développement, opérationnel, financier...). Une description des risques et de leurs causes est réalisée et pour chacun de ces risques, leur probabilité de réalisation, leurs impacts potentiels sur le Groupe, ainsi que leur degré de maîtrise actuel sont évalués. À la suite de l'évaluation de la maîtrise de ces risques, des plans d'action sont définis pour les risques jugés insuffisamment maîtrisés. L'avancement de la mise en place des plans d'action est de la responsabilité du Comité exécutif.

La cartographie des risques sera mise à jour tous les trois ans sous la responsabilité du Directeur Général, la prochaine mise à jour étant prévue pour le second semestre 2019. À chaque mise à jour, elle fera l'objet d'une présentation au Comité d'audit.

Focus sur le risque de fraude

Des actions spécifiques ont été menées pour maîtriser le risque de fraude. Afin de prévenir ce risque majeur, une formation de sensibilisation a été spécifiquement créée et déployée auprès de l'ensemble des collaborateurs de la fonction Finance du Groupe.

Par ailleurs, une formation portant sur les sujets de cyber-sécurité par un intervenant de la DGSI a été organisée à l'attention de l'ensemble des effectifs de la Société.

Des alertes spécifiques sont émises sur les schémas de fraude auxquels le Groupe est particulièrement exposé tels que la « fraude au Président » (fraude externe qui consiste à ordonner des transferts de fonds en usurpant l'identité du Président).

Des activités de contrôle spécifiques ont également été définies pour couvrir ce risque au niveau opérationnel, et sont intégrées au sein des différents processus concernés.

1.6.2.2 Cadre organisationnel de la gestion des risques et du contrôle interne

Les rôles et responsabilités en termes de gestion des risques et contrôle interne ont été clairement définis au sein du Groupe.

La responsabilité du management sur ces domaines est inscrite dans la culture même du Groupe et est ancrée dans les différentes instances de management, notamment les instances de suivi de projets et d'activité (Développement, Construction et Comités de Direction locaux).

Le Comité exécutif se situe au cœur de la démarche. Il est responsable de la conception de la démarche, porte et pilote l'ensemble des sujets en matière de gestion des risques et de contrôle interne. Il s'assure de la mise en place au sein du Groupe des procédures de contrôle interne et des plans d'action issus de la cartographie des risques.

Pour accompagner le management dans le déploiement des outils de maîtrise des risques majeurs et du dispositif de contrôle interne, un responsable du contrôle interne Groupe a été nommé. Celui-ci est en charge de coordonner la mise en place, l'animation et le *reporting* du dispositif de contrôle interne. Il coordonne également le processus de cartographie des risques.

De plus, des *business process owners* ont été désignés au sein du Comité exécutif pour gérer les outils de contrôle (moyens, politiques, procédures, actions, etc.) nécessaires à la maîtrise de chaque processus.

Enfin, le Comité d'audit joue un rôle en matière de gestion des risques et de contrôle interne, en exigeant un *reporting* au moins annuel et en challengeant les dispositifs mis en œuvre par le Groupe. Le *reporting* est effectué par le Responsable du contrôle interne, sous la responsabilité du Directeur Financier Groupe.

1.6.2.3 Dispositif de contrôle interne

Le dispositif de contrôle interne du Groupe a pour objectif de fiabiliser les informations comptables et financières produites et de s'assurer du respect des lois et réglementations en vigueur applicables au Groupe et de l'efficacité des opérations. Il repose principalement sur un environnement de contrôle, des activités de contrôle et un pilotage dynamique de ce sujet.

Néanmoins, si des faiblesses significatives dans les contrôles internes du Groupe surviennent à l'avenir, elles pourraient entraîner des inexactitudes significatives dans ses états financiers consolidés, ce qui pourrait l'obliger à retraiter ses résultats financiers ou entraîner une perte de confiance des investisseurs dans la fiabilité et l'exhaustivité de ses rapports financiers et ainsi avoir une incidence négative sur le cours de bourse des actions de la Société.

L'environnement de contrôle repose notamment sur la culture d'entreprise diffusée. Le Groupe a défini et déployé une charte éthique et démontre une culture managériale sensible à la gestion des risques. L'organisation du Groupe et la définition claire des rôles et responsabilités, soutenue par la « *chart of authorities* » en place, contribue également à un environnement de contrôle solide.

Les activités de contrôle ont été définies pour dix processus majeurs qui ont été identifiés par le Groupe, qu'ils soient opérationnels, supports ou transverses. Pour chacun d'eux, des activités de contrôle ont été répertoriées et diffusées dans des « matrices de contrôle ». Ce travail a été effectué sous la responsabilité de *business process owner*. Les activités de contrôle ont été définies en fonction des risques opérationnels identifiés dans chacun des processus et au regard des risques identifiés dans la cartographie des risques. Elles ont été détaillées et explicitées afin de garantir la facilité de déploiement par l'ensemble des filiales du Groupe. En complément de cette organisation, un ensemble d'outils concrets (*checklist*, modèles de documents...) a été conçu et diffusé au sein du Groupe pour une meilleure appropriation et mise en place de ces activités de contrôle, et ce de façon homogène sur tous les territoires.

Enfin, la mise en œuvre du dispositif de contrôle interne est évaluée lors de campagnes annuelles d'auto-évaluation du contrôle interne, la première ayant été lancée en 2017 et une deuxième d'audit croisé entre départements ayant été réalisée fin 2018. Chaque manager concerné évalue, sur son périmètre de responsabilité ou celui de son collègue, l'efficacité des activités de contrôle définies par le Groupe. Cela permet d'évaluer le niveau de déploiement du contrôle interne au sein du Groupe, mais également de définir des plans d'action dans le but de renforcer les activités insuffisamment maîtrisées aujourd'hui. Les résultats de ces campagnes sont reportés au Comité exécutif et au Comité d'audit

Par ailleurs, le Groupe envisage de déployer, au cours du second semestre 2019, des campagnes d'audit externe, visant à vérifier d'une part la correcte exécution, dans les différents pays où le Groupe est présent, des activités de contrôle définies, et d'autre part le bon fonctionnement des dispositifs de maîtrise des risques majeurs ainsi que de tout autre risque majeur qui aurait été identifié entre deux exercices de cartographie des risques.

Enfin, au cours de l'année 2018, le Groupe a fait l'objet d'un audit compliance réalisé par un conseil externe. Cet audit a porté essentiellement sur les sujets d'anti-corruption. À l'issue de cet audit, (x) un plan d'actions a été élaboré et (y) une formation a été dispensée aux salariés du Groupe jugés comme les plus exposés aux risques de corruption (cette formation étant l'une des mesures du plan d'actions).

Bien que le Groupe ait établi des politiques et des procédures de contrôle interne afin de prévenir les activités frauduleuses, ces politiques et procédures peuvent ne pas prévenir et protéger le Groupe contre les fraudes ou les autres actes criminels commis par ses employés ou agents ou ceux de ses sociétés affiliées.

Dans l'éventualité où les employés ou les agents du Groupe ou ceux de ses sociétés affiliées se livreraient à des activités frauduleuses ou à d'autres activités criminelles ou contraires à l'éthique, le Groupe pourrait subir des sanctions financières, faire l'objet d'enquêtes menées par les autorités pénales ou réglementaires ou être l'objet de litiges ou différends, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur sa réputation, ses activités, sa situation financière ou ses résultats.

1.7 PROPRIETE INTELLECTUELLE

1.7.1 Recherche et développement

L'activité du Groupe consiste à développer et exploiter des centrales de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dont la construction est financée d'une part par une dette sans recours sur d'autres actifs que ceux de la société de projet, ses titres et son compte-courant d'actionnaire ou les actifs des holdings intermédiaires spécifiques aux projets (dans certains cas exceptionnels, une collatéralisation est mise en place au sein d'un groupe de projets pour des raisons d'efficacité de financement), et d'autre part, par recours aux fonds propres. Ce type de montage nécessite de recourir quasiment exclusivement à des fournisseurs reconnus et à des technologies testées. Se référer au paragraphe 1.3 « *Trésorerie et capitaux propres* » du présent document pour une présentation de la politique de financement du Groupe.

L'activité du Groupe en matière de Recherche et Développement (R&D) s'articule donc essentiellement autour de partenariats avec des sociétés actives dans le domaine du solaire innovant, dans le domaine du stockage d'énergie ou dans le domaine de la prévision de production. Ces partenariats consistent à :

- sélectionner, sur des technologies innovantes identifiées par le Groupe comme pertinentes pour améliorer la compétitivité de ses centrales solaires, éoliennes, biomasse ou de stockage, des produits et des entreprises bien positionnés sur leur marché ;
- effectuer un travail d'approfondissement de la technologie et des unités de recherche et/ou de fabrication des fournisseurs envisagés.

Pour chaque partenariat, un accord porte sur une approche conjointe sur un ou plusieurs projets donnés mais ne contient pas d'engagements du Groupe au-delà du périmètre défini. À titre d'illustration, un accord a été conclu avec Tesla dans le cadre de la recherche d'une solution de stockage sur le parc éolien de Hornsdale (Hornsdale Power Reserve).

En conséquence, le Groupe ne finance pas de recherche spécifique de R&D, à l'exclusion des frais de développement de ses différents projets solaires, éoliens, biomasse ou de stockage.

Par ailleurs, l'activité R&D du Groupe s'articule principalement autour d'un *competence center*, composé de 4 personnes qui se consacrent en partie à l'identification et au suivi des nouvelles technologies permettant de réduire le coût de l'énergie produite pour les nouveaux projets, d'améliorer le rendement des projets existants, ou la compétitivité du stockage d'énergie.

Enfin, le Groupe prend en compte l'innovation technologique dans ses développements de projets, notamment lorsqu'elle est un critère d'octroi d'appels d'offres. À titre d'exemple, dans le cadre du projet Hornsdale en Australie, le Groupe a financé pour le compte de la ville de Canberra, la construction d'une centrale de production d'hydrogène en vue de développer des véhicules à hydrogène.

1.7.2 Propriété intellectuelle

1.7.2.1 Éléments de droits de propriété intellectuelle

Les droits de propriété intellectuelle du Groupe se composent principalement des droits sur des signes distinctifs tels que des marques et des noms de domaine, notamment les marques verbales et semi-figuratives « Neoen », et les noms de domaine comportant, notamment, la dénomination « Neoen » tels que www.neoen.com, www.neoen.eu et www.neoen.fr.

Ces droits de propriété intellectuelle détenus par le Groupe sont enregistrés ou en cours d'enregistrement dans les principaux pays où le Groupe exerce son activité, de façon à les protéger de manière adaptée. Ainsi, la marque verbale « Neoen » est enregistrée au sein de l'Union européenne, la Suisse, les États-Unis ainsi qu'en Australie.

1.7.2.2 Licences

Les sociétés du Groupe sont titulaires de licences nécessaires à l'utilisation des systèmes d'information dans le cadre normal de leurs activités. En dehors des licences précitées, aucun droit de propriété intellectuelle significatif n'a été concédé aux sociétés du Groupe.

1.8 EVOLUTION PREVISIBLE ET PERSPECTIVES D'AVENIR

Les objectifs et les tendances présentés ci-dessous résultent des orientations stratégiques du Groupe et sont fondés sur des données, des hypothèses et des estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date du présent document. Ces données, hypothèses et estimations sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel et réglementaire affectant le Groupe ou en fonction d'autres facteurs dont la société n'aurait pas connaissance à la date du présent document. En particulier, la matérialisation d'un ou plusieurs risques décrits au Chapitre 1.4 « *Risques et incertitudes* » du présent document pourrait avoir un impact sur les activités, les résultats, la situation financière ou les perspectives du Groupe et donc remettre en cause sa capacité à réaliser les objectifs présentés ci-dessous. Par ailleurs, le Groupe ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie quant à la réalisation des objectifs figurant dans la présente section.

Les objectifs du Groupe à moyen terme sont les suivants :

- *Augmentation de la capacité.* L'objectif du Groupe est d'atteindre une capacité totale en exploitation et en construction d'au moins 5 GW d'ici la fin 2021, et en exploitation dans son intégralité d'ici la fin 2022, répartie de manière équilibrée entre ses trois principales zones géographiques (Europe - Afrique, Australie, Amériques), sans changement majeur en termes de mix technologique (solaire et éolien) reflété dans son portefeuille sécurisé de projets en décembre 2018 (projets en exploitation (« *in operation* »), en construction (« *under construction* ») et en phase « *awarded* »). L'atteinte de cet objectif proviendra de la transformation de son portefeuille de projets sécurisés et en développement qui se montait à fin 2018 à 7,7 GW (y compris les projets en exploitation et en construction). Par ailleurs, le Groupe envisage de poursuivre le développement de l'activité de stockage, d'une part pour faciliter l'intégration des centrales solaires et éoliennes (batteries « *behind the meter* ») et d'autre part des batteries indépendantes directement connectées aux réseaux afin de fournir des services d'équilibrage et de lissage. L'activité de batterie indépendante directement connectée au réseau sera désormais reportée comme une ligne d'activité à part entière. Enfin, le Groupe n'envisage pas de poursuivre des investissements dans le secteur de la biomasse et pourrait même en sortir.
 - En structurant les projets pour atteindre les augmentations de capacité susmentionnées et en supposant que les taux d'intérêt se maintiendront à leurs niveaux actuels, le Groupe prévoit de continuer à être en mesure de réaliser des taux de rentabilité interne (TRI) à un chiffre (haut de fourchette) dans les pays de l'OCDE et à deux chiffres (bas de fourchette) dans les pays non membres de l'OCDE.
 - Le Groupe s'attend à ce que l'augmentation de capacité donne lieu à une augmentation du chiffre d'affaires, partiellement contrebalancée par une diminution continue des prix moyens par MWh, reflétant une baisse continue des prix des contrats d'achat d'électricité par MWh, conformément aux tendances de l'industrie, en supposant que les taux d'intérêt se maintiendront à leurs niveaux actuels. Le Groupe s'attend à ce que l'effet de la baisse des prix des contrats d'achat d'électricité soit partiellement compensé par une part croissante des revenus de marché (avec des prix moyens par MWh plus élevés) dans la composition du chiffre d'affaires du Groupe. Sous réserve d'exceptions temporaires concernant des périodes antérieures à la conclusion d'un contrat de vente d'électricité (chiffre d'affaires pré-contrat de vente d'électricité), le Groupe entend maintenir une stratégie de limitation des revenus de marché à 20% de son chiffre d'affaires total.
- *Croissance de l'EBITDA courant.* L'objectif du Groupe est de générer un EBITDA courant de près de 400 millions d'euros en 2021, réparti de manière équilibrée entre les trois zones géographiques Europe - Afrique, Australie et Amériques. La grande majorité de l'EBITDA courant devrait être contribué par les activités solaire et éolienne du Groupe.

Cet objectif repose en partie sur le maintien d'une relative stabilité de la marge d'EBITDA courant du Groupe en 2021 par rapport à la marge d'EBITDA courant du Groupe en 2018 pour l'activité solaire et éolienne. Le Groupe s'attend à ce que ce maintien soit porté par la diminution des coûts moyens *O&M* en solaire et éolien, l'impact de projets solaires à rendement énergétique plus élevé dans des pays comme le Mexique et l'Argentine où les ressources solaires sont plus importantes et la part croissante des revenus de marché à plus forte marge dans la composition du chiffre d'affaires du Groupe, le tout permettant de compenser la diminution prévue des prix moyens par MWh. En ce qui concerne l'activité de batterie indépendante, malgré sa part grandissante, le Groupe s'attend à ce que cette activité reste limitée en volume et plus volatile en termes de résultat en raison de la nature même de son activité.

- *Ratio de dette nette sur EBITDA courant.* Le Groupe s'attend à ce que sa stratégie de financement l'amène à un ratio de dette nette sur EBITDA courant d'environ 8,0x d'ici la fin 2021. Ce niveau de levier reflète le financement que le Groupe estime nécessaire pour financer les dépenses d'investissement décrites ci-dessus, ainsi que ses objectifs d'EBITDA courant mentionnés ci-dessus. Cet objectif suppose également que le Groupe maintienne une approche globale de financement de projet similaire à celle utilisée à la date du présent document et suppose le remboursement normal de la dette de projet conformément à ses termes et conditions (c'est-à-dire, sans refinancement ni remboursement anticipé). Cela reflète également l'impact attendu de l'augmentation de la part de ses projets incorporant des revenus de marché, étant donné que les niveaux de levier acceptés par les banques sont généralement moindres pour ces projets. Cet objectif suppose un ratio de levier moyen d'environ 80-85% du capital investi, sur une base « *all-in* » incluant la totalité de la dette du Groupe mise en place pour le financement de ses projets, qu'elle soit senior ou junior selon le cas. La perspective de 8,0x est basée sur les attentes du Groupe en matière de dette nette et d'EBITDA courant au, et pour l'exercice clos le, 31 décembre 2021 (c'est-à-dire incluant les projets financés en exploitation (« *in operation* ») pendant moins d'une année complète ou encore en construction (« *under construction* »)). Sur une base « *run-rate* », reflétant une année complète d'EBITDA courant de tous les projets financés, le ratio dette nette sur EBITDA courant correspondant à l'objectif de 8,0x du Groupe serait inférieur.
- *Capacité d'autofinancement.* D'ici 2021, l'objectif du Groupe est de générer des flux de trésorerie suffisants pour lui permettre de financer, à partir de ses propres flux de trésorerie disponibles pour le remboursement de ses emprunts en compte courant et les distributions de dividendes à ses actionnaires (se référer au chapitre 1.2.1.4 « *Dividendes distribués* » du présent document), les apports en fonds propres nécessaires pour financer, avec le financement de projets, des projets représentant 400 - 500 MW supplémentaires de capacité installée par an. D'ici la fin 2021, le Groupe s'attend à pouvoir générer davantage de projets que les 400 - 500 MW qu'il peut financer grâce à ses flux de trésorerie. Le Groupe peut décider de lever des capitaux propres supplémentaires afin de financer des augmentations de capacité plus importantes ou de vendre certains projets afin soit de financer une capacité supplémentaire soit de distribuer des dividendes aux actionnaires.

2. CAPITAL ET ACTIONNARIAT

2.1 RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LA SOCIETE

2.1.1 Dénomination sociale

La dénomination sociale de la Société est « NEOEN ».

2.1.2 Siège social

Le siège social de la Société est situé 6 rue Ménars, 75002 Paris.

2.1.3 Forme juridique

Jusqu'au 12 septembre 2018, la Société était une société par actions simplifiée dotée d'un Comité de surveillance statutaire. À la date du présent document, la Société est une société anonyme de droit français, régie par les lois et règlements en vigueur en France (et notamment par les dispositions du Livre II du Code de commerce) ainsi que par ses statuts.

2.1.4 Législation

Société anonyme constituée sous le régime de la législation française.

2.1.5 Durée

La Société a été immatriculée le 29 septembre 2008. La Société a été constituée pour une durée de 99 ans à compter de la date de son immatriculation au Registre du Commerce et des Sociétés, soit jusqu'au 28 septembre 2107, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

2.1.6 Objet social

(Voir article 2 des statuts)

La Société a pour objet, tant en France qu'à l'étranger :

- toutes activités se rapportant à l'énergie et à l'environnement, notamment aux secteurs de l'électricité, du gaz et de l'eau. En particulier la production d'électricité ou d'autres sources d'énergie, la vente, le transport, la distribution, la commercialisation, et le stockage de tous produits d'énergie et matières premières ;
- toutes prestations d'arbitrage, de développement et de commercialisation de produits dérivés et de couverture d'agrégation, de gestion d'équilibre de ces produits ; toutes prestations de gestion ou conseil liées au secteur de l'énergie ou des « commodités » ;
- l'acquisition, la cession, l'exploitation, la licence de tous droits de propriété intellectuelle et industrielle se rapportant directement ou indirectement à l'objet social ;
- et plus généralement toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rapportant directement ou indirectement à son objet social, ou susceptible d'en favoriser l'extension ou le développement y compris, mais sans limitation, l'acquisition, la détention, l'obtention ou l'exploitation, sous quelque forme que ce soit, de licences, brevets, marques et informations techniques.

La Société peut agir, tant en France qu'à l'étranger, pour son compte ou pour le compte de tiers, soit seule soit en participation, association, groupement d'intérêt économique ou société, avec toutes autres sociétés ou personnes et réaliser, sous quelque forme que ce soit, directement ou indirectement, les opérations rentrant dans son objet.

Elle peut également prendre, sous toutes formes, tous intérêts et participations dans toutes affaires et entreprises françaises et étrangères, quel que soit leur objet.

2.1.7 Registre du commerce et des sociétés

La Société est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 508 320 017.

2.1.8 Lieu où peuvent être consultés les documents et renseignements relatifs à la Société

Les renseignements concernant la Société et notamment les statuts, bilans, compte de résultats, rapport du Conseil d'administration aux Assemblées et rapport des Commissaires aux comptes peuvent être consultés sur demande au siège social de la Société.

2.1.9 Exercice social

L'exercice social commence le 1er janvier et se termine le 31 décembre de chaque année.

2.1.10 Répartition statutaire des bénéfices

(Voir article 24 des statuts)

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice de l'exercice diminué le cas échéant des pertes antérieures et du prélèvement prévu à l'alinéa précédent, et augmenté du report bénéficiaire.

S'il résulte des comptes de l'exercice, tels qu'approuvés par l'assemblée générale, l'existence d'un bénéfice distribuable, l'assemblée générale décide de l'inscrire à un ou plusieurs postes de réserve dont elle règle l'affectation ou l'emploi, de le reporter à nouveau ou de le distribuer sous forme de dividendes.

2.1.11 Assemblées générales

(Voir article 21 des statuts)

Les assemblées générales sont convoquées et réunies dans les conditions fixées par la loi.

Les réunions ont lieu au siège social ou en tout autre lieu précisé dans l'avis de convocation.

Tout actionnaire, quel que soit le nombre d'actions qu'il possède, a le droit de participer aux assemblées dans les conditions fixées par la loi et les présents statuts, sur justification de son identité et de l'inscription en compte des actions à son nom ou au nom de l'intermédiaire inscrit pour son compte dans les conditions prévues par la loi.

L'actionnaire, à défaut d'assister personnellement à l'assemblée, peut choisir entre l'une des trois formules suivantes :

- donner une procuration à un autre actionnaire ou à son conjoint, ou
- voter par correspondance, ou
- adresser une procuration à la Société sans indication de mandat ;

dans les conditions prévues par la loi et les règlements.

Le Conseil d'administration peut organiser, dans les conditions prévues par la loi et les règlements en vigueur, la participation et le vote des actionnaires aux assemblées par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant leur identification. Si le Conseil d'administration décide d'exercer cette faculté pour une assemblée donnée, il est fait état de cette décision du Conseil d'administration dans l'avis de réunion et/ou de convocation. Les actionnaires participant aux assemblées par visioconférence ou par l'un quelconque des autres moyens de télécommunication visés ci-dessus, selon le choix du Conseil d'administration, sont réputés présents pour le calcul du quorum et de la majorité.

Les assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'administration ou, en son absence, par un administrateur spécialement délégué à cet effet par le conseil. A défaut, l'assemblée désigne elle-même son président.

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux membres de l'assemblée présents, et acceptant ces fonctions, qui disposent 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.

L'assemblée générale ordinaire ne délibère valablement que si les actionnaires présents ou représentés ou votant par correspondance ou par des moyens électroniques de télécommunication possèdent au moins, sur première convocation, le cinquième des actions ayant le droit de vote. Sur deuxième convocation, aucun quorum n'est requis.

Les délibérations de l'assemblée générale ordinaire sont prises à la majorité des voix des actionnaires présents ou représentés.

L'assemblée générale extraordinaire ne délibère valablement que si les actionnaires présents, ou représentés, ou ayant voté par correspondance ou par des moyens électroniques de télécommunication possèdent au moins, sur première convocation, le quart et, sur deuxième convocation, le cinquième des actions ayant le droit de vote. A défaut de ce dernier quorum, la deuxième assemblée peut être prorogée à une date postérieure de deux mois au plus à celle à laquelle elle avait été convoquée, avec la même exigence de quorum d'un cinquième.

Les délibérations de l'assemblée générale extraordinaire sont prises à la majorité de deux tiers des actionnaires présents ou représentés.

Les copies ou extraits des procès-verbaux de l'assemblée sont valablement certifiés par le Président du Conseil d'administration, par un administrateur exerçant les fonctions de Directeur Général ou par le secrétaire de l'assemblée.

Les assemblées générales ordinaires et extraordinaires exercent leurs pouvoirs respectifs dans les conditions prévues par la loi.

2.1.12 Droits de vote des actionnaires

(Voir article 11 des statuts)

Il est attribué un droit de vote à chaque action ordinaire de la Société.

Par ailleurs, l'article 11 des statuts de la Société, par dérogation à l'article L. 225-123 du Code de commerce, prévoient que les actions de la Société n'ouvrent pas droit à un droit de vote double au profit des actionnaires de la Société.

2.1.13 Déclaration d'intention

Néant.

2.2 CAPITAL

2.2.1 Capital social

Au 31 décembre 2018, le capital est fixé à la somme de 169 914 996 euros et représenté par 84 957 498 actions d'une valeur nominale de 2 euros chacune, de même catégorie et entièrement libérées.

Pour rappel, un regroupement d'actions à raison de deux actions anciennes pour une action nouvelle a été décidé lors de l'assemblée générale de la Société du 12 septembre 2018 et a été mis en œuvre le 1^{er} octobre 2018, portant ainsi la valeur nominale unitaire par action de 1 euro à 2 euros.

2.2.2 Capital potentiel

Au 31 décembre 2018, le capital potentiel se décompose de la manière suivante :

- 786 698 actions au titre des plans d'actions gratuites ;
- 528 750 au titre des plans d'options de souscription ;

Soit un total d'actions potentielles de 1 315 448.

La dilution potentielle maximale en cas d'émission de la totalité des actions résultant des actions gratuites et des options de souscription s'élève à 1,55 % du capital social au 31 décembre 2018.

2.2.3 Titres non représentatifs de capital

Au 31 décembre 2018, la Société n'a émis aucun titre non représentatif de capital.

2.2.4 Conditions fixées par le Conseil d'administration relatives à l'exercice des options de souscription ou d'achat d'actions octroyés aux dirigeants

Néant.

2.2.5 Conditions fixées par le Conseil d'administration relatives à cession des actions attribuées gratuitement aux dirigeants

Au 31 décembre 2018, les actions gratuites détenues par Monsieur Xavier Barbaro, lui ont été attribuées avant la transformation de la Société et l'admission de ses titres aux négociations sur un marché réglementé.

2.2.6 État récapitulatif des opérations réalisées au cours de l'exercice par les dirigeants ou personnes assimilées sur les titres de la Société ou sur des instruments financiers liés

Personne	Instrument financier	Date opération	P.U. (en euros)	Nature opération	Volume opération
Olga Kharitonova	Actions	18/10/2018	16,50000	Acquisition	1 500
BPI France Investissement	Actions	18/10/2018	16,50000	Cession	(1 506 916)
Olga Kharitonova	Actions	22/10/2018	16,50000	Acquisition	1 500
Serge Stepanov	Actions	22/10/2018	16,50000	Cession	(120 000)
Xavier Barbaro	Actions	22/10/2018	16,50000	Cession	(278 150)
Xavier Barbaro	Actions	22/10/2018	16,50000	Cession	(21 850)
Paul-François Croisille	Actions	22/10/2018	16,50000	Cession	(37 500)
Impala SAS	Actions	22/10/2018	16,50000	Acquisition	13 484 145
Impala SAS	Actions	22/10/2018	16,50000	Acquisition	457 500
Stéphanie Levan	Actions	23/10/2018	18,00000	Acquisition	1 950
Stéphanie Levan	Actions	23/10/2018	17,50000	Acquisition	1 550
Impala SAS	Actions	23/10/2018	17,79456	Acquisition	100 000
Impala SAS	Actions	23/10/2018	16,50000	Prêt	1 043 984
Hélène Lee Bouygues	Actions	26/10/2018	17,30000	Acquisition	632
BPI France Investissement	Actions	20/11/2018	16,50000	Cession	(1 043 984)
Impala SAS	Actions	20/11/2018	16,50000	Cession	(1 043 984)
Hélène Lee Bouygues	Actions	10/12/2018	17,80000	Acquisition	1 000

2.2.7 Autocontrôle, auto-détention et acquisition par la Société de ses propres actions

Au 31 décembre 2018, aucune action de la Société n'est détenue par l'une de ses filiales ou par un tiers pour son compte. Au 31 décembre 2018, la Société détient 150 658 de ses actions, représentant 0,17% (sur la base du capital social au 31 décembre 2018), dont 3 592 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité. Ces actions sont dépourvues de droit de vote.

2.2.8 Autres titres donnant accès au capital

2.2.8.1 Options de souscription d'actions

Au 31 décembre 2018, l'assemblée générale de la Société du 2 octobre 2018, au titre de sa treizième résolution, a autorisé le Conseil d'administration avec faculté de subdélégation à consentir des options de souscription ou d'achat d'actions au profit des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux du Groupe ou de certains d'entre eux.

2.2.8.2 Attributions gratuites d'actions

Au 31 décembre 2018, l'assemblée générale de la Société du 2 octobre 2018, au titre de sa douzième résolution, a autorisé le Conseil d'administration à procéder à des attributions gratuites d'actions existantes ou à émettre au profit des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux du Groupe ou de certains d'entre eux.

2.2.9 Conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attaché(e) au capital souscrit, mais non libéré

Néant.

2.2.10 Capital social de toute société du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord prévoyant de le placer sous option

Néant.

2.2.11 Programme de rachat par Neoen de ses propres actions

Autorisation donnée par l'Assemblée Générale du 2 octobre 2018

L'Assemblée Générale du 2 octobre 2018 a autorisé le Conseil d'administration à opérer en bourse sur les propres actions de la Société. Cette autorisation a été donnée pour dix-huit mois, jusqu'au 1^{er} avril 2020.

Le prix unitaire maximum de rachat a été fixé par la quatrième résolution, adopté par l'assemblée générale mixte des actionnaires de la Société le 2 octobre 2018, à 200% du prix des actions offertes au public dans le cadre de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, soit un prix unitaire de 33 euros par action pour un montant maximum de 50 millions d'euros.

Les objectifs de ce programme sont notamment les suivants :

- l'attribution gratuite d'actions dans le cadre des dispositions des articles L.225-197-1 et suivants du Code de commerce et/ou la réduction du capital par annulation de tout ou partie des actions ainsi rachetées ; et
- l'animation du marché secondaire ou de la liquidité des actions de la Société par un prestataire de service d'investissement intervenant dans le cadre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des Marchés Financiers.

Bilan du programme de rachat d'actions

En nombre d'actions auto détenues	Animation boursière	Programme de rachat d'actions	Total
Situations au 31 décembre 2017	0	5 000⁽¹⁾	5 000
Achats	25 509	142 066	167 575
Ventes	(21 917)	-	(21 917)
Situations au 31 décembre 2018	3 592	147 066	150 658

(1) Nombre d'action après la mise en œuvre du regroupement d'actions le 1^{er} octobre 2018

Sur l'ensemble de l'année 2018, 167 575 actions ont été achetées au prix moyen de 18,67€ par action et 21 917 actions ont été vendues au prix moyen de 18,79€ par action. Au 31 décembre 2018, Neoen détient directement ou indirectement 150 658 actions propres, représentant une valeur de 2,7 millions d'euros sur la base de la valeur comptable.

2.2.12 Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital de la Société

Accord de participation

La mise en place d'un accord de participation est obligatoire dans les entreprises de 50 salariés et plus qui dégagent un bénéfice fiscal supérieur à la rémunération de 5% des capitaux propres en application de l'article L. 3322-2 du Code du travail.

En 2017, la Société a conclu un accord de participation avec la délégation unique du personnel, lequel a fait l'objet d'un dépôt à la DIRECCTE.

Plans d'épargne d'entreprise et plans assimilés

La mise en place d'un plan d'épargne est obligatoire dans les sociétés ayant mis en place un accord de participation en application des articles L. 3323-2 et L. 3323-3 du Code du travail. Un plan d'épargne d'entreprise ou de groupe est un système d'épargne collectif offrant aux salariés des entreprises adhérentes la faculté de se constituer, avec l'aide de leur employeur, un portefeuille de valeurs mobilières.

En 2014, la Société a mis en place un plan d'épargne d'entreprise (PEE) et un plan d'épargne pour la retraite collectif (PERCO).

Le PEE et le PERCO peuvent recevoir les sommes issues de l'accord de participation, ainsi que des versements volontaires des salariés, éventuellement complétés par un versement additionnel de l'employeur (abondement).

Un tel dispositif d'abondement par l'employeur des versements volontaires des salariés dans les limites maximales prévues par la loi a été mis en place jusqu'à présent au sein de la Société et fait l'objet d'une révision annuelle.

Les sommes investies dans le PEE sont indisponibles pendant une durée de cinq ans tandis que les sommes investies dans le PERCO sont indisponibles jusqu'au départ à la retraite du bénéficiaire, sauf cas de déblocage anticipé prévus par la loi.

Conformément à l'article L. 3332-25 du Code du travail, l'épargnant a la possibilité de liquider les avoirs disponibles sur le plan afin de lever des options sur titre attribuées dans les conditions prévues aux articles L. 225-177 ou L. 225-179 du Code de commerce. Les actions ainsi souscrites ou achetées par l'épargnant sont alors versées dans le plan d'épargne et ne sont disponibles qu'à l'expiration d'un délai de 5 ans à compter de ce versement.

Au 31 décembre 2018, les salariés ne détiennent pas de participation dans la Société au titre des accords décrits ci-avant.

2.2.13 Actions non représentatives du capital

Il n'y a aucune action non représentative du capital.

2.2.14 Evolution du capital social

Le tableau ci-dessous présente l'historique des modifications du capital social de la Société sur les trois derniers exercices, en tenant compte, à compter du 1^{er} octobre 2018, du regroupement d'actions, à raison de deux actions anciennes pour une action nouvelle, qui a été décidé lors de l'assemblée générale de la Société du 12 septembre 2018 et mis en œuvre le 1^{er} octobre 2018 :

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Prime d'émission par action (en euros)	Nombre d'actions avant opération	Nombre d'actions après l'opération	Valeur nominale (en euros) ⁽¹⁾	Capital après opération (en euros) ⁽¹⁾
31/03/16	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	85 817 968	N/A	85 817 968	85 921 638	1	85 921 638
31/05/16	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	85 921 638	0,39	85 921 638	87 136 678	1	87 046 638
	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	87 046 638	0,20	87 046 638	87 076 638	1	87 076 638
23/06/16	Augmentation de capital	87 076 638	2	87 076 638	93 743 303	1	93 743 303
22/08/16	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	93 743 303	N/A	93 743 303	93 773 303	1	93 773 303
	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	93 773 303	0,20	93 773 303	93 822 253	1	93 822 253
16/12/16	Augmentation de capital	93 822 253	2	93 822 253	103 822 253	1	103 822 253
19/12/16	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	103 822 253	0,39	103 822 253	103 997 253	1	103 997 253
22/12/16	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	103 997 253	0,39	103 997 253	104 610 915	1	104 610 915

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Prime d'émission par action (en euros)	Nombre d'actions avant opération	Nombre d'actions après l'opération	Valeur nominale (en euros)⁽¹⁾	Capital après opération (en euros)⁽¹⁾
23/12/16	Augmentation de capital	104 610 915	2	104 610 915	104 810 915	1	104 810 915
30/12/16	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	104 810 915	0,39	104 810 875	105 907 569	1	105 907 569
	Augmentation de capital	105 907 569	2	105 907 569	106 157 569	1	106 157 569
31/01/17	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	106 157 569	N/A	106 157 569	106 257 569	1	106 257 569
	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	106 257 569	N/A	106 257 569	106 347 569	1	106 347 569
30/06/17	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	106 347 569	0,20	106 347 569	106 373 619	1	106 373 619
	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	106 373 619	0,39	106 373 619	106 523 619	1	106 523 619
04/07/2017	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	106 523 619	1	106 523 619	106 543 619	1	106 543 619
06/11/17	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	106 543 619	N/A	106 543 619	106 618 619	1	106 618 619
	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	106 618 619	0,39	106 618 619	107 328 619	1	107 328 619
29/12/17	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	107 328 619	0,39	178 381 610	107 746 965	1	107 746 965
	Augmentation de capital (attribution gratuite d'actions)	107 746 965	N/A	107 746 965	107 964 140	1	107 964 140

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Prime d'émission par action (en euros)	Nombre d'actions avant opération	Nombre d'actions après l'opération	Valeur nominale (en euros) ⁽¹⁾	Capital après opération (en euros) ⁽¹⁾
02/07/18	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	107 964 140	1	107 964 140	108 719 140	1	108 719 140
	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	108 719 140	0,39	108 719 140	108 794 140	1	108 794 140
18/10/18	Augmentation de capital (réservée à Impala)	108 794 140	14,50	108 794 140	57 647 271 ⁽²⁾	2	115 294 542
18/10/18	Augmentation de capital (offre publique)	115 294 542	14,50	57 647 271 ⁽²⁾	84 919 998 ⁽²⁾	2	169 839 996
21/11/18	Augmentation de capital (levée de stock-options)	169 839 996	N/A	84 919 998 ⁽²⁾	84 957 498 ⁽²⁾	2	169 914 996

(1) Les nombres d'actions figurant dans ce tableau correspondent au nombre d'actions d'une valeur nominale d'un euro avant prise en compte du regroupement d'actions mis en œuvre le 1^{er} octobre 2018, à l'exception des augmentations de capital postérieures au regroupement d'actions.

(2) Nombre d'actions après la mise en œuvre du regroupement d'actions intervenu le 1^{er} octobre 2018

2.2.15 Aliénation d'actions

Néant.

2.2.16 Nantissements

Le lecteur est invité à se référer au paragraphe 1.3.1 « Endettement du Groupe » du présent document.

2.3 ACTIONNARIAT

2.3.1 Répartition du capital et des droits de vote

Le tableau ci-dessous présente la répartition du capital et des droits de vote de la Société au 31 décembre 2018. Cette description est faite à la connaissance de la Société, sur la base des informations dont elle disposait au 31 décembre 2018 :

Actionnaires	Nombre d'actions	Capital en %	Droits de votes en %
Impala SAS	42 560 000	50,10%	50,19%
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	6 400 000	7,53%	7,55%
Fonds FPCI ETI 2020 <i>Représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement</i>	4 983 683	5,87%	5,88%
Céleste Management SA	2 800 000	3,30%	3,30%
Fonds FPCI Capenergie 3 <i>Représenté par la société de gestion Omnes capital</i>	2 113 195	2,49%	2,49%
Direction générale de Neoen	2 802 351	3,30%	3,30%
Auto-détention	150 658	0,17%	-
Flottant	23 147 611	27,24%	27,29%
Total	84 957 498	100%	100%

Détention par la société Impala SAS

La société Impala SAS est une société par actions simplifiée appartenant au groupe Impala fondé en juillet 2011, détenu et dirigé par Monsieur Jacques Veyrat et sa famille. Le groupe Impala investit dans des projets à fort potentiel de développement, principalement dans quatre secteurs : l'énergie (détention de participations dans Neoen, Castleton Commodities International et Albioma), l'industrie (détention de participations dans Technoplus Industries, Electropoli, P&B Group, ASC Regenity, Arjo Solutions), les marques (détention de participations dans Pull-in, Maison Lejaby et l'Exception) et la gestion d'actifs (détention d'une participation dans Eiffel Investment Group, dans des projets de très forte croissance en Chine, des projets immobiliers en région parisienne, en Espagne, au Luxembourg et un groupe hôtelier au Portugal). Impala est un investisseur qui s'inscrit dans une logique d'accompagnement du management et de développement de l'entreprise sur le long terme.

Le groupe Impala dispose de plus de 1 milliard d'euros de fonds propres.

Détention par le Fonds Stratégique de Participations (FSP)

Le Fonds Stratégique de Participations (FSP) est une société d'investissement à capital variable enregistrée auprès de l'Autorité des Marchés Financiers, destinée à favoriser l'investissement de long terme en actions, en prenant des participations qualifiées de « stratégiques » dans le capital de sociétés françaises. Sept compagnies d'assurances (BNP Paribas Cardif, CNP Assurances, Crédit Agricole Assurances, SOGECAP (Société Générale Insurance), Groupama, Natixis Assurances et Suravenir) sont aujourd'hui actionnaires du FSP et siègent à son conseil d'administration. A ce jour le FSP comprend sept compartiments, investis dans le capital des sociétés Arkema, Seb, Safran, Eutelsat Communications, Tikehau Capital, Elior Group et Neoen. Le FSP continue l'étude d'opportunités d'investissement dans le capital de sociétés françaises.

Détention par le fonds FPCI ETI 2020

Filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations et de l'État, Bpifrance accompagne les entrepreneurs et les entreprises, en crédit et en fonds propres, de l'amorçage jusqu'à la cotation en bourse. Le fonds ETI 2020 est un fonds professionnel de capital investissement (FPCI), géré par Bpifrance Investissement, dont l'objectif est d'accompagner sur le long terme les entreprises de taille intermédiaire à potentiel pour accélérer leur émergence et leur développement, renforcer leurs capacités d'innovation et favoriser leur développement à l'international.

Détention par la société Céleste Management SA

Celeste Management SA est un *family office* suisse. Celeste Management SA accompagne en particulier dans la durée des acteurs de secteurs résilients dont les transformations nécessitent une vision de long-terme telles la transition énergétique, la santé et l'éducation.

Détention par le fonds FPCI Capenergie 3

Capenergie 3 est un fonds professionnel de capital investissement (FPCI), spécialisé dans le domaine des énergies renouvelables. Sa société de gestion, Omnes Capital, est un acteur majeur du capital investissement et de l'investissement en infrastructure notamment dans le domaine des énergies renouvelables avec 3,6 milliard d'euros sous gestion dans ce secteur et 1,5 GW en exploitation. Filiale de Crédit Agricole SA jusqu'en mars 2012, la société Omnes Capital est aujourd'hui détenue par ses salariés.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucun autre actionnaire détenant directement ou indirectement, seul ou de concert, plus de 5% du capital et/ou des droits de vote de la Société.

Aucune des sociétés contrôlées par la Société ne participe à un autocontrôle de la Société.

2.3.2 Engagements de conservation des titres pris par les actionnaires dans le cadre de l'introduction en bourse

En application du contrat de garantie signé le 2 octobre 2018 entre Neoen, les banques garantes dans le cadre de l'introduction en bourse, et certains de ses actionnaires, un engagement de conservation des titres a été pris :

- pour une période expirant 180 jours suivant la date de règlement-livraison de l'offre (ayant eu lieu le 18 octobre 2018) par :
 - o FPCI Capenergie II (représenté par Omnes Capital)
 - o FPCI Fonds ETI 2020 (représenté par Bpifrance Investissement)
 - o Impala
 - o FPCI Capenergie 3 (représenté par Omnes Capital)
 - o Le Fonds Stratégique de Participation (FSP)
 - o Celeste Management SA
- pour une période expirant 365 jours suivant la date de règlement-livraison de l'offre (ayant eu lieu le 18 octobre 2018) par certains dirigeants.

2.3.3 Obligation de détention des actions de la Société

Conformément au Règlement Intérieur du Conseil d'administration (article 3.10), chaque membre du Conseil d'administration doit être propriétaire (directement ou indirectement) de 500 (cinq cents) actions pendant toute la durée de son mandat et en tout état de cause au plus tard dans les six mois suivant sa nomination.

Par ailleurs, en application du code de gouvernement d'entreprise AFEP MEDEF auquel la Société se réfère, une obligation de détention d'actions, au nominatif et jusqu'à la fin de leurs fonctions, a été fixée par le Conseil d'administration pour les dirigeants mandataires sociaux à 5 000 (cinq mille) actions.

2.3.4 Franchissements de seuils légaux et/ou statutaires

(Voir article 10 des statuts)

Outre les seuils prévus par les dispositions légales et réglementaires applicables, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à détenir, ou cesse de détenir, directement ou indirectement, une fraction égale ou supérieure à un pour cent (1%) du capital social ou des droits de vote de la Société, ou tout multiple de ce pourcentage, y compris au-delà des seuils de déclaration prévus par les dispositions légales et réglementaires et jusqu'à 50% du capital ou des droits de votes, doit informer la Société du nombre total d'actions et de droits de vote qu'elle possède ainsi que des valeurs mobilières donnant accès au capital et aux droits de vote qui y sont potentiellement attachés au moyen d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception, adressée au siège social (direction générale) au plus tard à la clôture du quatrième jour de bourse suivant le jour du franchissement de seuil.

Pour la détermination des seuils visés ci-dessus, il est tenu compte également des actions ou droits de vote détenus indirectement et des actions ou des droits de vote assimilés aux actions ou aux droits de vote possédés tels que définis par les dispositions des articles L.233-7 et suivants du Code de Commerce.

En cas de non-respect des dispositions prévus ci-dessus, les sanctions prévues par la loi en cas d'inobservation de l'obligation de déclaration de franchissement des seuils légaux ne s'appliqueront aux seuils statutaires que sur demande, consignée dans le procès-verbal de l'assemblée générale, d'un ou plusieurs actionnaires détenant cinq pour cent (5%) au moins du capital ou des droits de vote de la Société.

La Société se réserve la faculté de porter à la connaissance du public et des actionnaires soit les informations qui lui auront été notifiées, soit le non-respect de l'obligation susvisée par la personne concernée.

Notification de franchissements de seuils

Au 31 décembre 2018, les actionnaires ayant notifié une détention excédant 1% des droits de vote de la Société (sur la base des déclarations de franchissements de seuils statutaires) sont les suivants :

Date de déclaration	Date d'opération sur le marché	Intermédiaires inscrits ou gestionnaires de fonds	Nature du franchissement	Nombre d'actions	% Capital
18/10/2018	17/10/2018	Fonds Stratégique de Participations	Hausse	6 400 000	7,54%
19/10/2018	17/10/2018	La Financière de l'Echiquier	Hausse	1 786 026	2,10%
19/10/2018	18/10/2018	Caisse des Dépôts	Baisse	6 577 667	7,74%
19/10/2018	18/10/2018	Bpifrance indirectement	Baisse	6 027 667	7,10%
22/10/2018	18/10/2018	Omnes	Baisse	2 113 195	2,49%
23/10/2018	18/10/2018	Crédit Agricole SA	Hausse	2 300 651	2,71%
21/11/2018	15/11/2018	Caisse des Dépôts	Baisse	5 686 241	6,69%
21/11/2018	15/11/2018	Bpifrance indirectement	Baisse	4 983 683	5,86%
28/11/2018	28/11/2018	Amundi	Hausse	1 314 051	1,54%

2.3.5 Évolution de l'actionariat sur trois ans

Le tableau ci-dessous indique la répartition du capital et des droits de vote aux 31 décembre 2016, 31 décembre 2017 et 31 décembre 2018 sur une base non diluée :

Actionnaire	Capital au 31 décembre 2016			Capital au 31 décembre 2017			Capital au 31 décembre 2018		
	Nombre d'actions ordinaires ⁽¹⁾ et de droits de vote	Pourcentage du capital (et des droits de vote théoriques)	Pourcentage des droits de vote exerçables	Nombre d'actions ordinaires ⁽¹⁾ et de droits de vote	Pourcentage du capital (et des droits de vote théoriques)	Pourcentage des droits de vote exerçables	Nombre d'actions ordinaires ⁽³⁾ et de droits de vote	Pourcentage du capital (et des droits de vote théoriques)	Pourcentage des droits de vote exerçables
Impala SAS ⁽²⁾	59 040 768	55,75%	55,86%	59 124 678	54,76%	54,76%	42 560 000	50,10%	50,19%
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	-	-	-	-	-	-	6 400 000	7,53%	7,55%
FPCI ETI 2020	15 048 166	14,21%	14,24%	15 069 166	13,96%	13,96%	4 983 683	5,87%	5,88%
Céleste Management SA	-	-	-	-	-	-	2 800 000	3,30%	3,30%
Omnes Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FPCI Capenergie II	22 763 691	21,49%	21,54%	22 763 691	21,08%	21,08%	-	-	-
FPCI Capenergie 3	2 105 178	1,99%	1,99%	2 105 178	1,95%	1,95%	2 113 195	2,49%	2,49%
Direction générale de Neoen ⁽⁴⁾	6 732 266	6,36%	6,37%	8 891 427	8,24%	8,25%	2 802 351	3,30%	3,30%
Flottant	-	-	-	-	-	-	23 147 611	27,24%	27,29%
Auto-détention	217 500	0,20%	-	10 000	0,01%	-	150 658	0,17%	-
Total	105 907 569	100%	100%	107 964 140	100%	100%	84 957 498	100%	100%

(1) Actions ordinaires, d'une valeur nominale d'un euro chacune intégralement libérées avant prise en compte du regroupement d'actions, à raison de deux actions anciennes pour une action nouvelle, qui a été décidé lors de l'assemblée générale de la Société du 12 septembre 2018.

(2) Impala SAS est intégralement détenue par le groupe Impala, contrôlé et dirigé par Monsieur Jacques Veyrat et sa famille.

(3) Actions ordinaires, d'une valeur nominale de deux euros chacune, de même catégorie et entièrement libérées.

(4) S'agissant des données au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2017, les nombres de titres indiqués incluent également ceux détenus par les salariés et anciens salariés. Le nombre des titres détenus par la direction générale au 31 décembre 2017 s'élève à 5 816 503, soit 5,39% du capital et des droits de vote de la Société sur une base non diluée.

2.3.6 Structure de contrôle

Au 31 décembre 2018, la Société est indirectement, au travers de la société Impala SAS, contrôlée par Monsieur Jacques Veyrat et sa famille, qui détiennent la majorité du capital et des droits de vote.

En conséquence, la société Impala SAS est l'actionnaire de référence de la Société. Dans ce cadre, la Société a pris toutes les mesures nécessaires afin que le contrôle ne soit pas exercé de manière abusive :

- sur les sept membres du Conseil d'administration, trois administrateurs (soit plus d'un tiers) sont des membres indépendants, conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF applicables aux sociétés contrôlées ;
- trois administrateurs (soit moins de la moitié) sont des représentants d'Impala ; et
- un administrateur est un représentant de Bpifrance Investissement.

2.3.7 Accords susceptibles d'entraîner un changement de contrôle

À la connaissance de la Société, il n'existe, à la date du présent document, aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de son contrôle.

2.3.8 Dividendes

2.3.8.1 Politique de distribution des dividendes

Conformément à la loi et aux statuts de la Société, l'assemblée générale peut décider, sur recommandation du Conseil d'administration, la distribution d'un dividende.

La politique de distribution de dividendes de la Société prendra en compte notamment les résultats de la Société, sa situation financière, la mise en œuvre de ses objectifs et ses besoins en liquidités.

Compte tenu de ses objectifs à moyen terme mentionnés au paragraphe 1.8 « *Evolution prévisible et perspectives d'avenir* » du présent document, le Groupe s'attend à pouvoir verser un dividende, pour la première fois, au titre de l'exercice 2021, qui serait payable en 2022. L'importance de ce dividende éventuel dépendra des opportunités de marché et de l'analyse par le Groupe de la meilleure façon d'obtenir un rendement total pour les actionnaires en fonction des conditions de marché alors en vigueur. Les dividendes futurs dépendront notamment des conditions générales de l'activité et de tout facteur jugé pertinent par le Conseil d'administration de la Société.

2.3.8.2 Dividendes distribués au cours des trois derniers exercices

Le Groupe n'a procédé à aucune distribution de dividendes au titre des exercices clos les 31 décembre 2016, 2017 et 2018.

2.4 MARCHE DU TITRE ET RELATIONS AVEC LES ACTIONNAIRES

2.4.1 Marché du titre (informations boursières)

Fiche d'information

Les actions de la Société sont cotées en France, sur Euronext Paris, compartiment A.

- Secteur : Énergie et Produits de base
- Indices : PEA
- SRD : Éligible
- PEA : Éligible
- Code ISIN : FR0011675362
- Date de 1ère cotation : 17 octobre 2018

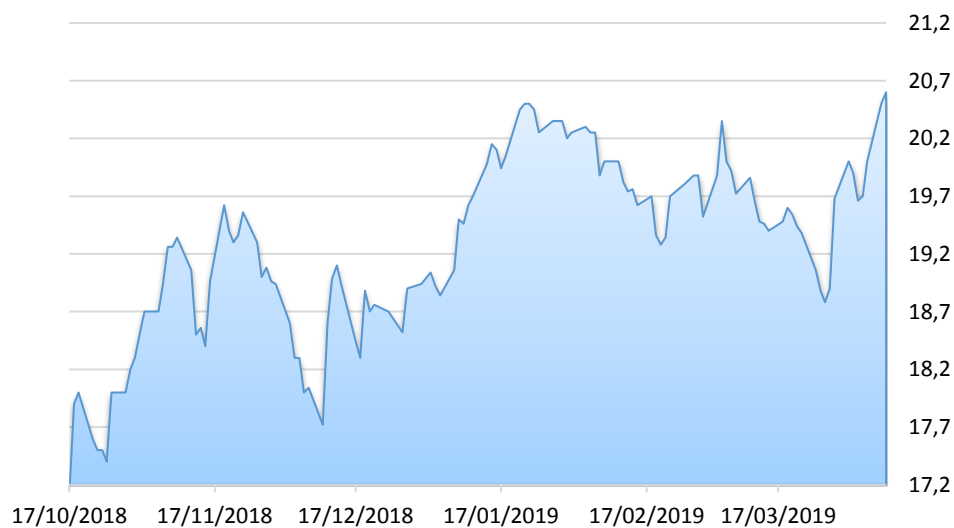
Données boursières

Cours moyen depuis la première cotation	18,56€
Volume moyen	58 245 actions
Cours le plus haut sur les 12 derniers mois	21,2€ le 08.04.2019
Cours le plus bas sur les 12 derniers mois	17,1€ le 17.10.2018
Progression de l'action depuis la cotation	+24,85%
Variation depuis le 01.01.2019	+8,19%
Capitalisation boursière au 09.04.2019	1,75 Md€

Évolution du cours et du volume des transactions sur l'action Neoen

Dates	Ouverture (en euros)	Cours le plus haut (en euros)	Cours le plus bas (en euros)	Clôture (en euro)	Volume de transactions en fin de mois
31.10.2018	17,1	18,8	17,1	18,3	3 429 506
30.11.2018	18,4	20,2	18,2	18,9	844 535
31.12.2018	19,0	19,4	17,7	18,9	681 115
31.01.2019	18,9	20,5	18,8	20,2	420 457
28.02.2019	20,4	20,4	19,2	19,9	467 330
29.03.2019	20,0	20,4	18,6	19,7	468 949
09.04.2019	20,5	20,65	20,5	20,6	26 537

Évolution du cours de l'action Neoen



2.4.2 Relations avec les actionnaires

2.4.2.1 Accessibilité de l'information

L'ensemble de l'information financière et des supports de communication financière sont consultables, en version électronique, sur le site Internet de Neoen (www.neoen.com) dans la rubrique Investisseurs qui réunit notamment :

- le document de référence (incluant le rapport financier annuel et le rapport financier semestriel) déposé auprès de l'AMF ;
- l'ensemble des communiqués de presse financiers et des supports de communication financière (publication des résultats, *webcasts*) ;
- les documents relatifs à l'assemblée générale des actionnaires : néant à la date du présent document.

L'envoi de ces informations peut également être effectué par courrier sur simple demande auprès de la direction de la communication financière.

Les informations juridiques (statuts, procès-verbaux d'assemblées générales, rapports des commissaires), peuvent par ailleurs être consultées au siège social.

2.4.2.2 Relations avec les investisseurs institutionnels et les analystes financiers

Afin d'assurer une relation de qualité avec la communauté financière, la direction de la communication financière organise régulièrement des événements permettant aux analystes financiers et aux investisseurs institutionnels de rencontrer la direction générale.

Concernant l'exercice 2018, les publications financières ont fait l'objet de présentations par la direction générale à l'occasion de *webcasts* au cours desquels elle a aussi répondu aux questions des analystes financiers.

Par ailleurs, depuis la cotation du titre, la direction générale et la direction de la communication financière et des relations investisseurs ont participé à des rencontres avec la communauté financière (analystes financiers et investisseurs institutionnels), sous la forme de *roadshows* en France et à l'étranger. Ces contacts réguliers contribuent à la construction d'une relation de confiance.

L'action Neoen est suivie par 6 bureaux d'analyse financière.

2.4.2.3 Agenda prévisionnel

Publication des résultats financiers : 17 avril 2019 après fermeture de la bourse

Webcast investisseurs : 18 avril 2019

Assemblée générale des actionnaires : 28 juin 2019

2.4.2.4 Contacts communication financière

Neoen

6, rue Ménars

75002 Paris

Contact : Axelle Vuillermet

T: +33 7 77 68 62 34

axelle.vuillermet@neoen.com

3. RAPPORT SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

La présente section constitue le rapport sur le gouvernement d'entreprise visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Le rapport sur le gouvernement d'entreprise a été approuvé par le Conseil d'administration du 17 avril 2019. Il sera présenté aux actionnaires lors de la prochaine assemblée générale du 28 juin 2019.

3.1 ÉTAT DE LA GOUVERNANCE

La Société est une société anonyme à conseil d'administration depuis le 12 septembre 2018.

3.1.1 Composition du Conseil d'administration

Au 17 avril 2019, date d'établissement du rapport sur le gouvernement d'entreprise par le Conseil d'administration, celui-ci est composé de 7 membres. La composition du Conseil d'administration est décrite dans les tableaux ci-après.

Les nombres d'actions de la Société détenues par chaque administrateur tiennent compte du regroupement d'actions, à raison de deux actions anciennes pour une action nouvelle, décidé lors de l'assemblée générale de la Société du 12 septembre 2018 et mis en œuvre le 1^{er} octobre 2018.

Président-directeur général

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
Xavier Barbaro 6 rue Ménars 75002 Paris Nombre d'actions de la Société détenues : 1 425 731	43 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021	Président-directeur général	Mandats et fonctions exercés à la date du document : Néant Mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années et qui ne sont plus occupés : Néant

Xavier Barbaro est Président-directeur général de la Société. Il a débuté sa carrière chez Louis Dreyfus Communications (Neuf Cegetel) à Genève en 2001, avant de rejoindre Louis Dreyfus Commodities à Genève en tant qu'attaché du Directeur Général, où il était en charge du *business plan* et où il a mené plusieurs projets en Asie. Il a ensuite rejoint Direct Energie en 2007 en tant que Directeur du développement, avant de fonder Neoen en 2008. Xavier Barbaro est diplômé de l'École Polytechnique, de l'École Nationale des Ponts et Chaussées et est titulaire d'un MBA de la Harvard Business School.

Administrateurs

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
Simon Veyrat 4 rue Euler 75008 Paris Nombre d'actions de la Société détenues : 0 ⁽¹⁾	28 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019	Administrateur	Mandats et fonctions exercés à la date du document : Néant Mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années et qui ne sont plus occupés : Néant
Stéphanie Levan 4 rue Euler 75008 Paris Nombre d'actions de la Société détenues : 25 000	47 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018	Administrateur	Mandats et fonctions exercés à la date du document : - Directeur financier d'Impala SAS Mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années et qui ne sont plus occupés : - Représentant permanent d'Impala SAS au sein du Conseil d'administration et du Comité d'audit de Direct Energie ⁽³⁾
Céline André 6/8 boulevard Haussmann 75009 Paris Nombre d'actions de la Société détenues : 0 ⁽²⁾	40 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020	Administrateur en qualité de représentante permanente de Bpifrance Investissement	Mandats et fonctions exercés à la date du document : - Représentant permanent de Bpifrance Investissement au Conseil d'administration de La Maison Bleue - Représentant permanent de Bpifrance Investissement au sein du Conseil d'administration de Kelenn Participations - Administrateur de Cosmeur - Censeur au sein du Conseil d'administration de Dupont Restauration SAS Mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années et qui ne sont plus occupés : - Représentant permanent de Bpifrance Investissement au sein du Conseil de surveillance de Vergnet ⁽³⁾

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
					<ul style="list-style-type: none"> - Représentant permanent de Bpifrance Participation au sein du Conseil d'administration et du Comité d'audit de Viadeo⁽³⁾ - Représentant permanent de Bpifrance Investissement au Conseil d'administration de Gascogne SA⁽³⁾ - Membre du Conseil de surveillance de STH

(1) Monsieur Simon Veyrat est actionnaire indirect de la Société, à travers Impala SAS, dont il est actionnaire minoritaire.

(2) Bpifrance Investissement, dont Madame Céline André est représentante permanente, est actionnaire de la Société, par l'intermédiaire de son fonds le FPCI ETI 2020 (se référer au paragraphe 2.3 « Actionariat » du présent document).

(3) Sociétés françaises cotées.

Simon Veyrat est chargé d'affaires au sein du Groupe Impala depuis le 1^{er} octobre 2018, après avoir eu diverses expériences professionnelles au sein de cabinets d'avocats d'affaires dans le cadre de ses études. Simon Veyrat est diplômé de l'École des Hautes Études Commerciales de Paris (HEC Paris) en management et droit des affaires. Il est également diplômé en droit des affaires et fiscalités de l'université Sorbonne Paris 1, et titulaire du Certificat d'Aptitude à la Profession d'Avocat (CAPA).

Stéphanie Levan a commencé sa carrière chez Ernst & Young où elle assurait des missions d'audit et de conseil pendant 5 ans auprès de plusieurs sociétés françaises et étrangères cotées. Elle intègre ensuite le groupe Plastic Omnium, équipementier automobile et spécialiste de la collecte et gestion des déchets urbains, en tant que responsable de la consolidation groupe puis de l'audit interne. En septembre 2004, elle rejoint le groupe Louis Dreyfus en tant que responsable de la consolidation groupe puis, à l'occasion d'une scission, devient Directeur Financier du groupe Impala SAS (anciennement Louis Dreyfus SAS). Son rôle au sein du département consolidation du groupe Louis Dreyfus puis du groupe Impala SAS lui permettent de bénéficier d'une bonne connaissance du Groupe depuis la création de la Société en 2008. Stéphanie Levan est diplômée de l'EDHEC et est expert-comptable.

Céline André a débuté sa carrière en tant qu'avocate en 2004 au sein des départements fusions-acquisitions des cabinets d'avocats français tels que Gide Loyrette Nouel et Veil Jourde. En 2012, elle a rejoint la direction juridique du Fonds Stratégique d'Investissement (FSI) avant d'occuper le poste de « *In-House Lawyer* » au sein de la Direction Juridique de Bpifrance en 2013. Elle devient Directrice de Participations au sein de l'équipe *Mid & Large Cap* de Bpifrance Investissement en 2016 puis Directrice d'Investissements au sein de la même équipe à partir du 1^{er} octobre 2017 (devenue depuis l'équipe *Large Cap* de la Direction du Capital Développement). Céline André est titulaire d'une Maîtrise de droit privé de l'université de Lille 2 et du CAPA. Elle est également diplômée de l'EDHEC – Grande Ecole (2002) et titulaire d'un certificat administrateur de sociétés de l'Institut français des administrateurs (IFA).

Administrateurs indépendants

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
Helen Lee Bouygues 184 avenue Victor Hugo 75116 Paris Nombre d'actions de la Société détenues : 1 632	46 ans	Américaine	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020	Administrateur indépendant Administrateur référent	Mandats et fonctions exercés à la date du document : <ul style="list-style-type: none"> - Présidente de LB Associés - Membre du Conseil d'administration et du Comité d'audit de Vivarte - Membre du Conseil d'administration et du Comité d'audit et de rémunération de Burelle SA⁽¹⁾ - Gouverneur et membre du Comité de Finance de l'Hôpital américain (Association) - Membre du Conseil d'administration de CGG⁽¹⁾ Mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années et qui ne sont plus occupés : <ul style="list-style-type: none"> - Fondateur et Directeur Général de Lee Bouygues Partners - Partner de McKinsey RTS France
Bertrand Dumazy 166-180 boulevard Gabriel Péri, 92240 Malakoff Nombre d'actions de la Société détenues : 0 ⁽²⁾	47 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021	Administrateur indépendant en qualité de représentant permanent de Sixto	Mandats et fonctions exercés à la date du document : <ul style="list-style-type: none"> - Président-Directeur général d'Edenred SA⁽¹⁾ - Président du Conseil de surveillance d'Union Tank Eckstein GmbH & Co. KG (Allemagne - société du groupe Edenred) - Président de PWCE Participations SAS (société du groupe Edenred) - Membre du Conseil d'administration de Terreal SAS Mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années et qui ne sont plus occupés :

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
Christophe Gégout 25 rue Leblanc 75015 Paris Nombre d'actions de la Société détenues : 0 ⁽²⁾	42 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019	Administrateur indépendant en qualité de représentant permanent du FSP	<ul style="list-style-type: none"> - Président de Cromology (ex. Materis Paints) - Président de Cromology Services (ex. Materis Peintures) - Président de Materis SAS - Président de Materis Corporate Services - Président du Conseil d'administration de Cromology SL (ex. Materis Paint Espana SL) - Représentant permanent de Cromology Services - Président du Conseil d'administration d'International Coating Products (UK) Limited - Membre du Conseil d'administration de Vernis Claessens - Membre du Conseil d'administration de Cromology Italia SpA (ex.- Materis Paints Italia SpA) (Italie) - Membre du Conseil d'administration de Innovcoat Nanoteknolojik Boya Ve Yüsey Urunleri Sanayi Ticaret Ve Arge A.S (Turquie) - Censeur au sein du Conseil d'administration d'AB Science <p>Mandats et fonctions exercés à la date du document :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Membre du Conseil d'administration et Président du Comité d'audit de Soitec⁽¹⁾ - Membre du Conseil d'administration de Séché environnement - Membre du Conseil d'administration d'Allego BV

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
					Mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années et qui ne sont plus occupés : <ul style="list-style-type: none"> - Représentant permanent du CEA, membre du Conseil de surveillance d'Areva⁽¹⁾ - Représentant permanent de CEA Investissement, censeur au Conseil d'administration d'Areva⁽¹⁾ - Administrateur d'Areva NC - Administrateur d'Areva Mines - Administrateur général adjoint du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) - Président du Conseil d'administration de CEA Investissement - Membre du Conseil de surveillance de Supernova Invest - Représentant permanent de CEA, administrateur de FTICI - Représentant permanent de CEA Investissement, censeur au Conseil de surveillance de Kalray⁽¹⁾

(1) Sociétés françaises cotées

(2) A la date du présent document, la société Sixto, dont Monsieur Bertrand Dumazy est le représentant permanent, s'est engagée à acquérir 500 actions de la Société.

(3) Le Fonds Stratégique de Participations, dont Monsieur Christophe Gégout est représentant permanent, est actionnaire de la Société (se référer au paragraphe 2.3 « Actionnariat » du présent document)

Helen Lee Bouygues, a débuté sa carrière en 1995 chez J.P. Morgan, en tant qu'*associate* en fusions-acquisitions à New York et à Hong Kong. En 1997, elle est nommée Directeur du Développement de Pathnet, un fournisseur de services de télécommunications basé à Washington DC, puis rejoint en 2000 Cogent Communications où elle a exercé les fonctions de *Treasurer*, *Chief Operating Officer* et *Chief Financial Officer* jusqu'en 2004. Helen Lee Bouygues est ensuite nommée associée chez Alvarez & Marsal à Paris, qu'elle quitte en 2010 pour créer sa propre société de conseil. Elle intègre en 2014 McKinsey & Company, où elle devient associée en charge de la division « *Recovery and Transformation Services* ». Depuis février 2018, elle est Présidente de LB Associés, une société de conseil. Helen Lee Bouygues est titulaire d'un *Bachelor of Arts, magna cum laude*, de l'université de Princeton en Sciences Politiques et d'un MBA de l'université de la Harvard Business School.

Bertrand Dumazy a débuté sa carrière en 1994 chez Bain & Company en qualité de Consultant, à Paris puis à Los Angeles. Il est ensuite devenu Directeur d'investissement chez BC Partners en 1999, avant de fonder la société Constructeo. En 2002, il a rejoint le groupe Neopost, où il était Directeur du marketing et de la stratégie. Il est devenu Président-directeur général (PDG) de Neopost France en 2005, puis Directeur financier du groupe en 2008. En 2011, il a été nommé PDG du groupe Deutsch, leader mondial des connecteurs haute performance, qu'il a dirigé jusqu'à son rachat par TE Connectivity. En 2012, il a rejoint le groupe Materis en qualité de Directeur général adjoint, puis Directeur général et enfin PDG de Cromology. Il a été nommé PDG du groupe Edenred en octobre 2015 et, en novembre 2015, Président du Conseil de surveillance d'UTA. Bertrand Dumazy est diplômé de l'ESCP Europe et titulaire d'un MBA de la Harvard Business School.

Christophe Gégout a débuté sa carrière en 2001 à la Direction générale du Trésor puis, à partir de 2003, à la Direction du Budget où il a été consultant pour le gouvernement. En 2007, il devient conseiller au ministère des Finances. Il rejoint le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) en avril 2009 en qualité de Directeur financier, puis Directeur Général adjoint en septembre 2015. Il est également président de CEA Investissement, filiale du CEA, depuis janvier 2010. Christophe Gégout est devenu en 2018 le nouveau président de l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (Ancre). Il est aujourd'hui Senior Investment Director chez Meridiam, l'un des leaders mondiaux de l'investissement et de la gestion d'actifs dans les infrastructures publiques au service de la collectivité. Christophe Gégout est diplômé de l'École Polytechnique, de Sciences-Po Paris et de l'ENSAE (École nationale de la statistique et de l'administration économique).

3.1.2 Censeurs du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration peut procéder à la nomination de censeurs.

Les censeurs sont appelés à assister comme observateurs aux réunions du Conseil d'administration et peuvent être consultés par celui-ci. Le Conseil d'administration peut confier des missions spécifiques aux censeurs ; ils peuvent faire partie, et présider, des comités créés par le Conseil d'administration.

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
Jacques Veyrat 4 rue Euler, 75008 Paris Nombre d'actions de la Société détenues : 0 ⁽¹⁾	56 ans	Française	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021	Censeur	Mandats et fonctions exercés à la date du document : - Président d'Impala SAS - Président du Conseil d'administration de Fnac-Darty ⁽²⁾ - Administrateur de HSBC France - Administrateur de Nexity ⁽²⁾ - Censeur au sein du Conseil de surveillance de Louis Dreyfus Armateurs - Censeur au sein du Conseil de surveillance de Sucres et Denrées - Censeur au sein du Conseil d'administration d'ID Logistics ⁽²⁾

Nom, adresse professionnelle, nombre d'actions de la Société détenues	Age	Nationalité	Date d'expiration du mandat	Fonction principale exercée dans la Société	Principaux mandats et fonctions exercés en dehors de la Société et du Groupe au cours des 5 dernières années
					Mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années et qui ne sont plus occupés : <ul style="list-style-type: none"> - Membre du Conseil de surveillance d'Eurazeo⁽²⁾ - Administrateur de Direct Energie⁽²⁾ - Administrateur de ID Logistics Group - Administrateur d'Imerys

(1) Monsieur Jacques Veyrat contrôle la société Impala SAS qui détient la majorité du capital social de la Société

(2) Sociétés françaises cotées

Jacques Veyrat a démarré sa carrière en 1989 au Comité interministériel de restructuration industrielle (direction du trésor), où il a été rapporteur jusqu'en 1991. De 1991 à 1993, il est secrétaire général adjoint du Club de Paris, puis devient conseiller technique au cabinet du ministre de l'Équipement des Transports, du Tourisme et de la Mer dès 1993. En 1995, il rejoint le groupe Louis Dreyfus, comme Directeur général de Louis Dreyfus Armateurs jusqu'en 1998, puis Président-Directeur général de Louis Dreyfus Communications (Neuf Cegetel) de 1998 à 2008 et Président-Directeur général du groupe Louis Dreyfus jusqu'en 2011. Depuis 2011, il est Président de la société Impala SAS. Jacques Veyrat est un ancien élève de l'École polytechnique et du Collège des ingénieurs, ingénieur du corps des Ponts et Chaussées.

3.1.3 Proposition à l'assemblée générale annuelle sur la composition du Conseil d'administration

Proposition de renouvellement du mandat de Madame Stéphanie Levan

Le mandat d'administrateur de Madame Stéphanie Levan vient à échéance à l'issue de l'assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2018, soit à la prochaine assemblée générale annuelle.

Madame Stéphanie Levan a été nommée en qualité d'administrateur de la Société le 12 septembre 2018, date de sa transformation en société anonyme, sur proposition d'Impala, l'échéance de son mandat ayant été fixée à cette date en cas de réalisation de l'introduction en bourse de la Société afin d'assurer le renouvellement échelonné du Conseil d'administration à l'avenir, conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF auquel la Société a décidé de se référer.

Il sera proposé à l'assemblée générale annuelle de la Société de renouveler le mandat de Madame Stéphanie Levan en qualité d'administrateur, pour une durée de quatre (4) ans prenant fin à l'issue de l'assemblée générale ordinaire des actionnaires statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2022.

Madame Stéphanie Levan, qui exerce les fonctions de directrice financière d'Impala n'est pas à ce jour et ne serait pas, à compter de son renouvellement le cas échéant, considérée comme administrateur indépendant.

Ce renouvellement permettrait d'assurer l'équilibre dans la composition du Conseil d'administration, ainsi qu'un niveau élevé de compétence et de stabilité des organes sociaux de la Société très récemment transformée en société anonyme.

Madame Stéphanie Levan étant membre du Comité d'audit de la Société, il convient par conséquent de procéder également au renouvellement de son mandat de membre du Comité d'audit de la Société, concomitamment au renouvellement de son mandat d'administrateur, sur avis favorable du Comité des nominations et des rémunérations.

Proposition de nomination d'un administrateur référent

La nomination d'un administrateur référent présente une garantie supplémentaire de bon fonctionnement du Conseil d'administration et d'équilibre des pouvoirs et permet de veiller à la prévention d'éventuels conflits d'intérêts, notamment dans le contexte où les fonctions de Président et de directeur général ne sont pas dissociées.

Le Code AFEP-MEDEF recommande que l'administrateur référent soit choisi parmi les membres indépendants du Conseil d'administration. En conséquence, le Comité des nominations et des rémunérations a examiné le profil des administrateurs indépendants de la Société et a considéré que Madame Helen Lee Bouygues serait une candidate idéale, en raison de ses compétences et de son expertise. Il souligne en effet que Madame Helen Lee Bouygues, administratrice indépendante, de par son expérience, son implication au sein des organes sociaux y compris avant l'introduction en bourse de la Société et son leadership, présente les caractéristiques idoines pour jouer ce rôle.

Madame Helen Lee Bouygues a précisé qu'elle accepterait ce rôle s'il lui était confié.

Le Comité des nominations et des rémunérations a décidé de proposer au Conseil d'administration la nomination de Madame Helen Lee Bouygues en qualité d'administrateur référent pour la durée de son mandat d'administrateur.

Dans ce contexte, le Comité des nominations et des rémunérations a également décidé de proposer au Conseil d'administration de modifier le règlement intérieur du Conseil d'administration afin de, conformément à l'article 3.3. du Code AFEP-MEDEF, préciser les missions particulières confiées à l'administrateur référent, ainsi que les moyens et prérogatives dont il dispose.

3.2 ORGANISATION DU GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

3.2.1 Principes gouvernant la composition du Conseil d'administration

3.2.1.1 Règles applicables à la composition du Conseil d'administration

La Société est administrée par un conseil d'administration composé de trois (3) membres au moins et dix-huit (18) membres au plus, nommés par l'assemblée générale ordinaire des actionnaires.

Une personne morale peut être désignée administrateur mais elle doit, dans les conditions prévues par la loi, désigner une personne physique qui sera son représentant permanent au sein du conseil d'administration.

Le Conseil d'administration est renouvelé chaque année par roulement, de façon telle que ce roulement porte sur une partie des membres du Conseil d'administration.

L'assemblée générale ordinaire a fixé la durée du mandat des administrateurs à quatre (4) ans, sous réserve des dispositions légales permettant la prolongation de la durée du mandat. Les fonctions d'un administrateur prendront fin à l'issue de la réunion de l'assemblée générale ordinaire des actionnaires ayant statué sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue dans l'année au cours de laquelle expire le mandat dudit administrateur.

Par exception, l'assemblée générale pourra, pour la mise en place ou le maintien d'un principe de renouvellement échelonné du Conseil d'administration, désigner un ou plusieurs administrateurs pour une durée différente n'excédant pas quatre (4) ans ou réduire la durée des mandats d'un ou plusieurs administrateurs en fonction à une durée inférieure à quatre (4) ans. Les fonctions de tout administrateur ainsi nommé ou dont la durée du mandat serait modifiée pour une durée n'excédant pas quatre (4) ans prendront fin à l'issue de la réunion de l'assemblée générale ordinaire des actionnaires ayant statué sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue dans l'année au cours de laquelle expire le mandat dudit administrateur.

3.2.1.2 Règlement intérieur du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration de la Société a adopté le 12 septembre 2018 un règlement intérieur décrivant la composition, les missions et les règles régissant son fonctionnement en complément des dispositions législatives, réglementaires et statutaires applicables.

- (i) Participation aux réunions du Conseil d'administration par visioconférence ou par tous autres moyens de communication

Dans le respect des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de Commerce, et tel que prévu à l'article 14.3 des statuts, les réunions du Conseil d'administration peuvent être tenues par tous moyens de visioconférence ou de télécommunication permettant l'identification des administrateurs et garantissant leur participation effective, c'est à dire transmettant au moins la voix des participants et satisfaisant à des caractéristiques techniques permettant la retransmission continue et simultanée des délibérations afin de leur permettre de participer aux réunions du Conseil d'administration.

Sont réputés présents pour le calcul du quorum et de la majorité les membres du Conseil d'administration qui participent à la réunion du conseil par des moyens de visioconférence ou de télécommunication, dans les conditions prévues ci-dessus.

Les modalités de participation décrites ci-dessus ne sont pas applicables pour l'adoption des décisions prévues aux articles L. 232-1 et L. 233-16 du Code de commerce, respectivement relatifs à l'établissement des comptes annuels et du rapport de gestion et à l'établissement des comptes consolidés et du rapport de gestion du Groupe.

Les exclusions précitées portent uniquement sur la prise en compte des participants à distance dans le quorum et la majorité et non pas sur la possibilité des administrateurs concernés de participer à la réunion et de donner leur avis, à titre consultatif sur les décisions concernées.

La participation par visioconférence ou télécommunication pourra également être refusée pour des raisons techniques par le Président, dans la mesure où ces raisons techniques empêcheraient la tenue du Conseil d'administration par visioconférence ou télécommunication dans les conditions légales et réglementaires applicables.

(ii) Matières réservées au Conseil d'administration

Aux termes de l'article 15 des statuts, le Conseil d'administration fixe la limitation des pouvoirs du Directeur Général, le cas échéant, aux termes de son règlement intérieur, en visant les opérations pour lesquelles l'autorisation préalable du Conseil d'administration est requise.

Aux termes de l'article 4.2 du règlement intérieur du Conseil d'administration, sans préjudice des décisions expressément réservées par la loi aux assemblées générales d'actionnaires, et sans préjudice du pouvoir général du Conseil d'administration de se saisir de toute question intéressant la marche des affaires sociales, les décisions suivantes relatives à la Société et/ou l'une de ses filiales, selon le cas, et toute mesure conduisant en pratique aux mêmes conséquences que celle résultant de l'une des décisions suivantes, que le Directeur Général et /ou les Directeurs Généraux Délégués ou les mandataires sociaux des filiales concernées souhaiteraient prendre seront soumises à l'accord préalable du Conseil d'administration, qui se prononcera à la majorité simple de ses membres présents ou représentés :

- (i) toute émission par la Société d'actions ou autres valeurs mobilières donnant droit, à quelque moment que ce soit, par conversion, échange, remboursement, présentation ou exercice d'un bon ou de toute autre manière, à l'attribution de titres représentatifs d'une quotité du capital ou de droits de vote de la Société ;
- (ii) toute acquisition ou cession (notamment par voie de vente, fusion, scission ou apport partiel d'actif) par la Société ou par l'une de ses filiales (ou de l'une ou l'autre) d'un actif ou d'une participation supérieure à 5 000 000 euros (à l'exception des éventuelles opérations à réaliser par la Société ou l'une de ses filiales sur les actifs ou titres des filiales détenues, dans chaque cas, directement ou indirectement, à 100% par la Société) ;
- (iii) l'approbation ou la modification du budget annuel de la Société ;
- (iv) tout investissement par la Société ou l'une de ses filiales, immédiatement ou à terme, en fonds propres ou dépense relatif à un projet non prévu au budget (y compris tout partenariat ou contrat de *joint-venture*) d'un montant unitaire supérieur à 7 500 000 euros ;
- (v) tout investissement ou dépense réalisé par la Société ou l'une de ses filiales relatif à un projet prévu au budget ou autorisé par le Conseil d'administration ou le Comité de surveillance, selon le cas, pour un montant qui entraîne un accroissement de plus de 15% des fonds propres prévus au budget ou autorisé par le Conseil d'administration ou le Comité de surveillance, selon le cas, pour ledit projet ;
- (vi) l'arrêté des comptes annuels et semestriels de la Société et des comptes consolidés annuels et semestriels ;
- (vii) toute distribution de dividendes par la Société ;
- (viii) l'adoption d'un nouveau *business plan* ou toute modification du *business plan* en cours ;
- (ix) toute modification de la politique de rémunération des cadres dirigeants de la Société et toute embauche, révocation ou modification des éléments de rémunération de toute nature des 5 salariés ou mandataires sociaux de la Société qui, au regard de l'ensemble des salariés ou mandataires, sont les mieux rémunérés ;

- (x) toute modification de la forme ou de l'objet social de la Société et tout changement stratégique dans la nature de ses activités ;
- (xi) sans préjudice des dispositions du Code de commerce applicables aux conventions réglementées, la conclusion, la modification ou la résiliation de toute convention, autre que celles visées au paragraphe (xii) ci-dessous, conclue entre, d'une part, toute entité contrôlée par la Société au sens de l'article L. 233-3 du Code de Commerce (une « **Société du Groupe** ») et d'autre part, (i) l'un des associés de la Société, et/ou l'un des dirigeants, mandataires sociaux ou administrateurs de la Société et/ou (ii) toute entité ou société affiliée de l'une des personnes ou entités mentionnées au (i) et les associés, dirigeants, mandataires sociaux ou administrateurs de ces affiliés, et/ou (iii) toute personne indirectement intéressée à la conclusion d'une telle convention (les « Parties Liées »), étant précisé que pour les besoins des présentes, est affiliée d'une société, toute entité qui la contrôle, est contrôlée par elle ou est sous le même contrôle que ladite société, dans chaque cas au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce ;
- (xii) l'approbation de la liste mentionnant l'ensemble des conventions suivantes, autres que celles visées aux paragraphes (xi) ci-dessus et (xii)(a) ci-dessous, conclues depuis la dernière réunion du Conseil d'administration ayant validé la précédente liste, et de leur qualification comme convention relevant de cette liste (étant précisé que cette liste devra être préparée par le Directeur Général, donnera le détail des principaux éléments de chaque convention visée aux paragraphes (c) à (e) et figurant sur cette liste et sera soumise à chaque réunion du Conseil d'administration) :
 - (a) les conventions qui ne sont conclues qu'entre des Sociétés du Groupe et qui ne bénéficient qu'à elles seules,
 - (b) les prêts accordés à la Société sous forme d'avance en compte courant par ses associés à des conditions courantes, équivalentes à ce que seraient les termes de ces prêts s'ils étaient conclus avec des personnes ou entités qui ne sont pas des Parties Liées,
 - (c) dès lors qu'elles représentent un montant unitaire de 15 000 000 euros ou moins et un montant cumulé annuel pour l'ensemble des Sociétés du Groupe de 75 000 000 euros ou moins, les garanties ou cautions accordées par l'associé majoritaire à l'une des Sociétés du Groupe, à des conditions courantes, équivalentes à ce que seraient les termes de ces conventions si elles étaient conclues avec des personnes ou entités qui ne sont pas des Parties Liées, et dans le cadre du cours normal des affaires,
 - (d) dès lors qu'elles représentent un montant unitaire de 1 000 000 euros ou moins et un montant cumulé annuel pour l'ensemble des Sociétés du Groupe de 1 500 000 euros ou moins, les conventions de prestations de services juridiques, comptables ou financiers ou portant sur la location de locaux conclues entre l'associé majoritaire (ou toute personne ou entité qui contrôle ou est contrôlée directement ou indirectement par l'associé majoritaire) et l'une des Sociétés du Groupe, dans le cours normal des affaires et à des conditions courantes, équivalentes à ce que seraient les termes de ces conventions si elles étaient conclues avec des personnes ou entités qui ne sont pas des Parties Liées, et
 - (e) dès lors qu'ils représentent un montant unitaire de 1 000 000 euros ou moins et un montant cumulé annuel pour l'ensemble des Sociétés du Groupe de 1 500 000 euros ou moins, les éventuels accords de partenariat commerciaux, de production, de distribution conclus entre l'une des Sociétés du Groupe et l'un des associés de la Société dans le cours normal des affaires et à des conditions courantes, équivalentes à ce que seraient les termes de ces conventions si elles étaient conclues avec des personnes ou entités qui ne sont pas des Parties Liées ;
- (xiii) tout transfert ou cession de la totalité ou quasi-totalité des actifs de la Société ou toute fusion, scission, dissolution, liquidation de la Société (à l'exception des éventuelles opérations avec une Société du Groupe qui ne sont que des opérations de réorganisation interne sans incidence sur les droits et obligations des associés) ;

- (xiv) la conclusion ou la modification par la Société de toute convention d'emprunt ou de financement *corporate* auprès d'une personne autre qu'une Société du Groupe ou un de ses associés et toute garantie, tout cautionnement ou tout autre engagement de payer similaire de la Société ayant pour effet d'augmenter l'endettement global de la Société de plus de 10%, étant précisé que tous les projets faisant partie de la même décision ou du même appel d'offre seront cumulés pour l'appréciation des seuils prévus au présent paragraphe (xiv) ;
- (xv) la décision de (x) changer la place de cotation de la Société, (y) réaliser l'introduction en bourse de la Société sur un autre marché réglementé en plus de celui d'Euronext Paris et (z) réaliser l'introduction en bourse sur un marché réglementé ou régulé d'une filiale de la Société ;
- (xvi) la décision de transférer le siège social hors de France (ou de déplacer les principaux centres de décision hors de France) ; et
- (xvii) la mise en place de tout plan d'intéressement ou d'attribution d'options, d'actions gratuites ou de valeurs mobilières donnant accès, immédiatement ou à terme, au capital de la Société au profit des dirigeants et/ou salariés de la Société et des Sociétés du Groupe portant la dilution de l'ensemble de ces mécanismes d'intéressement et d'association au capital au-delà du seuil de 13%.

3.2.1.3 Code de gouvernement d'entreprise

Depuis l'admission de ses actions aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, la Société se réfère au Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées de l'Association Française des Entreprises Privées (AFEP) et du Mouvement des Entreprises de France (MEDEF) (le « **code AFEP-MEDEF** »).

La Société se conforme aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

Le code AFEP-MEDEF est consultable sur Internet à l'adresse suivante : www.medef.com. La Société tient à la disposition permanente des membres de ses organes sociaux des copies de ce code.

3.2.1.4 Examen de l'indépendance des administrateurs

En application de l'article 1(ii) du règlement intérieur du Comité des nominations et des rémunérations, le Comité doit examiner « *chaque année, avant la publication du rapport annuel de la Société, la situation de chaque membre du Conseil d'administration au regard des critères d'indépendance adoptés par la Société* ».

Conformément au code AFEP-MEDEF, auquel la Société se réfère, et au règlement intérieur du Conseil d'administration, sont considérés comme indépendants les administrateurs qui n'entretiennent aucune relation de quelque nature que ce soit avec la Société, son groupe ou sa direction, qui puisse compromettre l'exercice de leur liberté de jugement. En particulier, les critères que doivent examiner le Comité des nominations et des rémunérations et le Conseil d'administration afin de qualifier un administrateur d'indépendant sont les suivants :

- (i) ne pas être salarié ou dirigeant mandataire social de la Société, ni salarié ou administrateur de sa société mère ou d'une société ou entité du groupe et ne pas l'avoir été au cours des cinq années précédentes ;
- (ii) ne pas être dirigeant mandataire social 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 social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de cinq ans) détient un mandat d'administrateur ;
- (iii) ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement significatif de la Société ou de son groupe ou pour lequel la Société ou son groupe représente une part significative de l'activité ;
- (iv) ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social de la Société ;

- (v) ne pas avoir été, au cours des cinq années précédentes, commissaire aux comptes de la Société, ou d'une société ou entité possédant au moins 10% du capital de la Société ou d'une société dont la Société possédait au moins 10% du capital, lors de la cessation de ses fonctions ;
- (vi) ne pas être administrateur de la Société depuis plus de douze ans.

Le code AFEP-MEDEF indique que, concernant le critère mentionné au point (iii) ci-dessus, l'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son groupe doit être débattue par le Conseil d'administration et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation explicités dans le rapport sur le gouvernement d'entreprise.

S'agissant des administrateurs détenant plus de 10 % du capital ou des droits de vote de la Société, ou représentant une personne morale détenant une telle participation, le code AFEP-MEDEF recommande en outre que la qualification d'indépendant tienne compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

En application de ces critères, ont été précédemment considérés comme indépendants, à l'occasion de l'introduction en bourse de la Société en octobre 2018 : Madame Helen Lee Bouygues, Monsieur Bertrand Dumazy (en qualité de représentant permanent de la société Sixto, administrateur) et Monsieur Christophe Gégout (en qualité de représentant permanent du Fonds Stratégique de Participations, administrateur).

Au regard de la composition du capital de la Société,

- trois administrateurs (Madame Stéphanie Levan, Monsieur Xavier Barbaro et Monsieur Simon Veyrat) ne doivent pas être considérés comme indépendants en raison de leur désignation sur proposition de l'actionnaire de référence Impala SAS ;
- un administrateur (Madame Céline André (en qualité de représentante permanente de Bpifrance Investissement) ne doit pas être considéré comme indépendant ; la participation de Bpifrance Investissement représente à présent 5,9% du capital de la Société, en forte réduction par rapport à la participation de 13,85% détenue avant l'introduction en bourse, et que cette participation est à présent inférieure à 10% du capital ; cependant, compte tenu du fait que Bpifrance Investissement est la société de gestion du FPCI ETI 2020 qui a été, au cours des cinq années précédentes une entité possédant plus de 10% du capital de la Société, Madame Céline André (en qualité de représentante permanente de Bpifrance Investissement) n'est pas considérée comme administrateur indépendant ; et
- trois administrateurs (Madame Helen Lee Bouygues, Monsieur Bertrand Dumazy (en qualité de représentant permanent de la société Sixto, administrateur) et Monsieur Christophe Gégout (en qualité de représentant permanent du Fonds Stratégique de Participations (FSP), administrateur) peuvent être considérés comme indépendants au regard de ces critères vis-à-vis de la Société ; en effet :
 - o ils remplissent tous les critères d'indépendance mentionnés dans le règlement intérieur du Conseil d'administration et dans le code AFEP-MEDEF ; et
 - o l'évaluation faite de leur indépendance par le Conseil lors de leur nomination est toujours valable et qu'ils doivent par conséquent être qualifiés d'administrateurs indépendants.

S'agissant du FSP (administrateur personne morale) et de son représentant permanent, Monsieur Christophe Gégout, il est rappelé que le FSP est un véhicule de placement destiné à favoriser l'investissement de long terme dans des entreprises françaises et ayant pour investisseurs Cardif Assurance Vie (Groupe BNP Paribas), CNP Assurances, Predica (Groupe Crédit Agricole), Sogecap (Groupe Société Générale), Groupama, BPCE Vie (Groupe Natixis Assurances) et Suravenir (Groupe Crédit Mutuel Arkea), et que ni le FSP ni aucun de ses investisseurs n'entretiennent de relations commerciales significatives avec la Société.

La participation de 7,5% que le FSP détient au capital de la Société n'affecte pas son indépendance compte tenu du profil de cet investisseur professionnel et de l'absence de lien autre ou antérieur avec la Société.

Par ailleurs, Monsieur Christophe Gégout, représentant permanent du FSP, satisfait tous les critères d'indépendance susvisés.

Aux termes de cette analyse, le Conseil d'administration de la Société réuni le 17 avril 2019, après avoir recueilli l'avis du Comité des nominations et des rémunérations, a conclu que trois administrateurs (Madame Helen Lee Bouygues, Monsieur Bertrand Dumazy et Monsieur Christophe Gégout) peuvent être considérés comme indépendants au regard des critères susvisés.

3.2.1.5 Politique de diversité appliquée aux membres du Conseil d'administration et au comité exécutif

Le Conseil d'administration, tant au sein de la Société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée qu'après sa transformation en société anonyme réalisée au cours de l'exercice 2018, a mis en œuvre une politique de diversité visant à disposer d'une composition recherchant un bon équilibre et une juste répartition des expériences, qualifications, cultures, âges, nationalités et ancienneté, en adéquation avec les besoins de la Société. La recherche de cette diversité aboutit à une composition équilibrée au sein du Conseil d'administration tenant notamment compte des éléments suivants : (i) l'équilibre souhaitable de la composition du Conseil d'administration au vu de la composition et de l'évolution de l'actionnariat de la Société, (ii) le nombre souhaitable de membres indépendants, (iii) la proportion d'hommes et de femmes requise par la réglementation en vigueur et (iv) l'intégrité, la compétence, l'expérience et l'indépendance de chaque candidat.

Il est rappelé qu'à ce jour, la proportion d'administrateurs indépendants est de 42%, soit au-dessus du ratio préconisé par le code AFEP-MEDEF et que les présidents du Comité d'audit et du Comité des nominations et des rémunérations sont des administrateurs indépendants.

Cette politique inclut une exigence de mixité dans la composition du Conseil d'administration et de ses Comités. En effet, le Conseil comporte actuellement trois femmes sur sept administrateurs, soit un taux de mixité (42%) supérieur aux exigences légales applicables (40%). Le Comité d'audit comporte une majorité de femmes et le Comité des nominations et des rémunérations comporte une majorité d'hommes. Le Conseil d'administration de la Société réuni le 17 avril 2019 a considéré que ces éléments étant très satisfaisants, il conviendrait de maintenir un ratio de représentation équilibrée des femmes et des hommes au moins égal aux exigences légales et une mixité dans la composition des Comités.

La représentation équilibrée des femmes et des hommes sera débattue chaque année au sein du Conseil d'administration, et une séance par an du Comité des nominations et des rémunérations comportera à son ordre du jour un point sur la politique de diversité.

Au 31 décembre 2018, les femmes représentaient 29,9% de l'effectif total et 30,4% des cadres (hors Comité exécutif). Leur représentation au sein du Comité exécutif s'établit, à ce jour, à 20%. A l'échelle du Groupe, Neoen continue de déployer ses efforts et veille également à avoir une répartition hommes / femmes satisfaisante et une grande diversité tant en terme de parcours que de nationalités (plus de 23 nationalités).

La politique de diversité prend également en compte les compétences variées et complémentaires des administrateurs. En effet, certains disposent de compétences stratégiques, d'autres de compétences financières ou plus spécifiques (juridique, expérience managériale, ingénierie). La plupart des administrateurs possèdent une vaste expérience professionnelle dans divers secteurs d'activité et à des postes de haut niveau, la plupart exerçant ou ayant déjà exercé des fonctions d'administrateur ou de mandataire social dans d'autres sociétés françaises ou étrangères, dont certaines sont cotées en bourse. Ces profils diversifiés aboutissent à une complémentarité des expertises et expériences des membres du Conseil d'administration, leur permettant d'appréhender rapidement et de manière approfondie les enjeux de développement de la Société et de prendre des décisions réfléchies et de qualité.

La diversité d'expériences et de points de vue ainsi que l'indépendance des administrateurs permettent d'assurer au Conseil d'administration l'objectivité et l'indépendance nécessaires par rapport à la direction générale et par rapport à un actionnaire ou à un groupe d'actionnaires particulier. La durée des mandats et l'échelonnement de leur date d'échéance participent également au bon fonctionnement des organes sociaux de la Société. Ces éléments permettent aux administrateurs de disposer d'une qualité de jugement et d'une capacité d'anticipation leur permettant d'agir dans l'intérêt social de la Société et de faire face aux enjeux auxquels le Groupe est confronté.

Au regard de ce qui précède, le Conseil d'administration de la Société réuni le 17 avril 2019 a considéré que la diversité des compétences au sein du Conseil d'administration est satisfaisante.

Le Conseil d'administration présente également un caractère international par la présence de Madame Helen Lee Bouygues de nationalité américaine, dotée d'une expérience internationale et de Monsieur Bertrand Dumazy qui dirige un groupe largement présent à l'international.

A ce jour, les administrateurs ont entre 28 et 47 ans, avec une moyenne de 42 ans.

3.2.2 Principes régissant le fonctionnement de la gouvernance

3.2.2.1 Mode de gouvernance

- (i) Unicité des fonctions de président du Conseil d'administration et de directeur général

Xavier Barbaro a été nommé Président-directeur général, lors de la séance du Conseil d'administration du 12 septembre 2018, avec effet immédiat.

Suivant l'avis du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration avait conclu que ne pas dissocier les fonctions de Président et de Directeur général permettrait de s'inscrire dans une continuité avec la répartition entre les pouvoirs des organes sociaux statutaires de la Société sous sa forme de société par actions simplifiée, de sorte que la transformation de la forme sociale n'ait pas d'effet sur le mode d'exercice de la direction générale de la Société.

Monsieur Xavier Barbaro exerçait les fonctions de Président de la Société et président du Comité de surveillance de la Société sous sa forme antérieure de société par actions simplifiée jusqu'à sa transformation en société anonyme intervenue à cette même date, le 12 septembre 2018.

- (ii) Comité exécutif

À la date de ce document, le Comité exécutif est composé de 5 membres, dont Monsieur Xavier Barbaro.

Romain Desrousseaux	Directeur général délégué
Paul-François Croisille	Directeur général adjoint
Serge Stepanov	Directeur financier
Olga Kharitonova	Secrétaire général

La biographie de Monsieur Xavier Barbaro est présentée au 3.1.1 du présent document.

Romain Desrousseaux a commencé sa carrière en 1999 chez LDCom, en charge du programme d'investissement dans le réseau internet haut débit. En 2008, il a rejoint le groupe Louis Dreyfus Commodities comme adjoint au directeur des systèmes d'information, puis il a repris la direction des opérations pour la région Afrique et Moyen-Orient. Il a rejoint Neoen en 2013 en tant que directeur général adjoint en charge du développement des projets à l'international. Romain Desrousseaux est un ancien élève de l'École Normale Supérieure.

Le Conseil d'administration de la Société, lors de sa réunion du 17 avril 2019, sur proposition du Président-directeur général et après avoir recueilli l'avis du Comité des nominations et des rémunérations a décidé de nommer Monsieur Romain Desrousseaux, membre du Comité exécutif et actuel Directeur général adjoint en charge du développement des projets à l'international, en qualité de directeur général délégué. Cette proposition se justifie par l'importance du développement des projets à international dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie de la Société et l'opportunité que ces activités de développement soient directement supervisées par un dirigeant mandataire social de la Société. Conformément à la loi, un directeur général délégué dispose du pouvoir légal de représenter la Société et dispose, à l'égard des tiers, des mêmes pouvoirs que le directeur général.

Paul-François Croisille a rejoint en 2000 LDCom où il a développé les services de transmission, puis les services de communication destinés aux opérateurs, après dix ans dans l'innovation et le marketing chez France Télécom et chez l'opérateur espagnol Uni2. En 2003, il a lancé en France l'activité de Swisscom Hospitality Services, avant de prendre en 2006 la responsabilité mondiale des opérations. Paul-François Croisille a rejoint Neoen en 2010. Il est diplômé de l'Ecole Polytechnique, Ingénieur des Télécommunications et titulaire d'un MBA de Harvard.

Serge Stepanov a plus de dix-huit ans d'expérience en opérations et finance. Il a commencé sa carrière chez Danone en Russie puis en France et en Asie. Louis Dreyfus Commodities en 2007 où il est alors en charge du *business development* et de la trésorerie en Amérique du Nord. En 2010, il est nommé directeur financier de Biosev au Brésil, qu'il introduit en bourse en 2013, avant de rejoindre Neoen en 2014. Serge Stepanov est diplômé de l'Ecole des Mines de Paris, et titulaire d'un MBA de Harvard.

Olga Kharitonova a débuté sa carrière en 2000 à Moscou au sein de l'European Business Club (association représentant les intérêts des entreprises européennes en Russie) avant de rejoindre Bureau Francis Lefebvre. Admise au Barreau des avocats de Paris en 2006, elle a alors intégré le bureau parisien de Cleary Gottlieb Steel & Hamilton LLP où elle intervenait sur des opérations complexes de dimension internationale. Olga Kharitonova a rejoint Neoen en 2018. Elle est diplômée de l'Université d'Etat de Moscou (Lomonossov), de l'IEP de Paris et est titulaire d'un DEA de droit des Affaires de Paris I-Sorbonne.

(iii) Pouvoirs du Directeur Général (article 16 des statuts et article 4.2 du règlement intérieur du Conseil d'administration)

Le Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toute circonstance au nom de la Société. Il exerce ces pouvoirs dans la limite de l'objet social et sous réserve de ceux que la loi et les statuts attribuent expressément aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'administration.

Le Directeur Général représente la Société dans ses rapports avec les tiers. La Société est engagée même par les actes du Directeur Général qui ne relèvent pas de l'objet social, à moins qu'elle ne prouve que le tiers savait que l'acte dépassait cet objet ou qu'il ne pouvait l'ignorer compte tenu des circonstances, étant exclu que la seule publication des statuts suffise à constituer cette preuve.

En accord avec le Directeur Général, le Conseil d'administration détermine l'étendue et la durée des pouvoirs accordés aux Directeurs Généraux Délégués.

À l'égard des tiers, le ou les Directeurs Généraux Délégués dispose(nt) des mêmes pouvoirs que le Directeur Général.

Ils doivent toutefois obtenir l'accord préalable du Conseil d'administration pour les opérations listées au paragraphe 3.2.1.2 (ii) « *Matières réservées au Conseil d'administration* » du présent document.

(iv) Plan de succession

Au titre de l'article 1(i) du règlement intérieur du Comité des nominations et des rémunérations, ce dernier est tenu d'établir et de tenir à jour un plan de succession des membres du Conseil d'administration, ainsi que de la direction générale de la Société pour être en situation de proposer rapidement au Conseil d'administration des solutions de succession notamment en cas de vacance imprévisible.

Le Conseil d'administration, après avoir recueilli l'avis du Comité des nominations et des rémunérations, a examiné ce point et considéré ce qui suit :

- la nomination d'un directeur général délégué par le Conseil d'administration permet à la Société de désigner celui-ci dans le cadre de la succession immédiate du directeur général en cas de vacance imprévisible. Cette solution interne présente l'avantage d'une certaine forme de continuité et de la connaissance approfondie de l'entreprise par le successeur ainsi désigné ;
- la nomination d'un administrateur référent par le Conseil d'administration permet à ce dernier d'assumer un rôle de succession intérimaire immédiate de la fonction de Président du Conseil d'administration en cas de vacance imprévisible de ses fonctions. Compte-tenu du rôle de l'administrateur référent, cela permettrait à la Société et à son Conseil d'administration de bénéficier également d'une certaine forme de continuité dans les organes sociaux et de la connaissance de la Société par le successeur ainsi désigné ; et
- s'agissant des membres du Conseil d'administration, des réflexions sont engagées à ce sujet, étant toutefois rappelé que trois des neuf administrateurs sont des personnes morales, pour lesquelles la question de succession ne se pose pas, à l'exception de la société Sixto, et que, s'agissant d'Impala, Jacques Veyrat a démissionné de son poste de membre du comité de surveillance de la Société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée pour céder sa place à son fils, Simon Veyrat, qui exerce également des fonctions au sein de la société Impala.

3.2.2.2 Règles régissant le fonctionnement du Conseil d'administration

(i) Missions (Règlement intérieur – Article 4)

Le Conseil d'administration assume les missions et exerce les pouvoirs qui lui sont conférés par la loi, les statuts de la Société et les Règlements Intérieurs du Conseil et de ses Comités. Il détermine et apprécie les orientations, objectifs et performances de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs attribués aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle, par ses délibérations, les affaires qui la concernent.

Le Conseil procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns et peut se faire communiquer les documents qu'il estime utiles à l'accomplissement de sa mission.

Le Conseil d'administration s'attache en outre à promouvoir la création de valeur sur le long terme de l'entreprise en tenant compte notamment des dimensions sociales, sociétales et environnementales de ses activités. Il propose, le cas échéant, toute évolution statutaire de l'objet social qu'il estime opportune. Il est également informé de l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux auxquels l'entreprise est confrontée y compris dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale.

Le Conseil d'administration examine régulièrement, en lien avec la stratégie qu'il a définie, les opportunités et les risques tels que les risques financiers, juridiques, opérationnels, sociaux et environnementaux ainsi que les mesures prises en conséquence. A cette fin, le Conseil d'administration reçoit toutes les informations nécessaires à l'accomplissement de sa mission notamment de la part des dirigeants mandataires sociaux exécutifs.

Le Conseil d'administration s'assure que les dirigeants mandataires sociaux exécutifs mettent en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes.

- (ii) Compétence et expertise des administrateurs (Règlement intérieur – Article 3.4)

Chaque membre du Conseil d'administration doit présenter les qualités essentielles suivantes :

- il doit être soucieux de l'intérêt social ;
- il doit avoir une qualité de jugement, en particulier des situations, des stratégies et des personnes, qui repose notamment sur son expérience ;
- il doit avoir une capacité d'anticipation lui permettant d'identifier les risques et les enjeux stratégiques ;
- il doit être intègre, présent, actif et impliqué.

- (iii) Déontologie (conflits d'intérêt, liens familiaux, contrats de services)

Condammations et faillites

À la connaissance de la Société, au cours des cinq dernières années :

- aucune condamnation pour fraude n'a été prononcée à l'encontre d'une des personnes susvisées,
- aucune des personnes susvisées n'a été associée à une faillite, mise sous séquestre ou liquidation,
- aucune incrimination et/ou sanction publique officielle n'a été prononcée à l'encontre de l'une des personnes susvisées par des autorités statutaires ou réglementaires (y compris des organismes professionnels désignés),
- aucune des personnes susvisées n'a été empêchée 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.

Lien familiaux

À la connaissance de la Société, et à la date du présent document, hormis les liens familiaux existant entre Monsieur Jacques Veyrat (censeur du Conseil d'administration et actionnaire de référence de la Société à travers la société Impala SAS) et Monsieur Simon Veyrat (membre du Conseil d'administration), son fils, il n'existe aucun lien familial entre les membres du Conseil d'administration, ou entre les membres du Conseil d'administration et les membres du Comité exécutif de la Société.

Conflits d'intérêts

Aux termes de l'article 3 du règlement intérieur du Conseil d'administration, chaque membre du Conseil d'administration a l'obligation de faire part au Conseil de toute situation de conflit d'intérêts, même potentiel, et doit s'abstenir de participer au vote de la délibération correspondante.

À la connaissance de la Société et à la date du présent document, il n'existe aucun conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs des administrateurs ou des dirigeants mandataires sociaux à l'égard de Neoen et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs.

À la connaissance de la Société, il n'existe ni arrangement ni accord avec un des principaux actionnaires, un client, un fournisseur ou avec tout autre tiers en exécution duquel un membre quelconque du Conseil d'administration ou un dirigeant mandataire social aurait été nommé au Conseil d'administration ou au comité exécutif, respectivement.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas, à la date du présent document, de conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs à l'égard de la Société des membres du Conseil d'administration mentionnés au paragraphe 3.1.1 « *Composition du Conseil d'administration* » du présent document, et du Comité exécutif de la Société et leurs intérêts privés.

À la date du présent document, et à la connaissance de la Société, les restrictions à la libre cession de leur participation dans le capital social de la Société et acceptées par les membres du Conseil d'administration mentionnés au paragraphe 3.1.1 « *Composition du Conseil d'administration* » du présent document, ou les membres du Comité exécutif de la Société, sont les suivantes :

- en application du contrat de garantie signé le 2 octobre 2018 entre Neoen, les banques et certains des actionnaires de la Société, l'engagement de conservation des titres pris pour une période expirant 365 jours suivant la date de règlement-livraison de l'offre (ayant eu lieu le 18 octobre 2018) par certains dirigeants ;
- les règles relatives à la prévention des délits d'initiés ;
- les règles définies par la Société en application du code AFEP-MEDEF imposant une obligation de conservation d'actions, à savoir :
 - o conformément au règlement intérieur du Conseil d'administration (article 3.10), l'obligation pour chaque membre du Conseil d'administration d'être propriétaire (directement ou indirectement) de 500 (cinq cents) actions pendant toute la durée de son mandat et en tout état de cause au plus tard dans les six mois suivant sa nomination ;
 - o l'obligation pour les dirigeants mandataires sociaux de conserver au nominatif, jusqu'à la fin de leurs fonctions, au moins 5 000 (cinq mille) actions, nombre minimum fixé par le Conseil d'administration. ;
 - o les nombres minimum d'actions issus des attributions gratuites d'actions ou d'options de souscription ou d'achat, que doivent conserver jusqu'à la fin de leur mandat les dirigeants mandataires sociaux, tels que fixés par le Conseil d'administration.

3.2.2.3 Évaluation et travaux du Conseil d'administration et des Comités

Conformément aux dispositions de la recommandation 9 du code AFEP-MEDEF, le Conseil d'administration doit procéder à l'évaluation de sa capacité à répondre aux attentes des actionnaires qui lui ont donné mandat d'administrer la Société, en passant en revue périodiquement sa composition, son organisation et son fonctionnement. L'évaluation vise trois objectifs :

- faire un point sur les modalités de fonctionnement du Conseil d'administration ;
- vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues ; et
- apprécier la contribution effective de chaque administrateur aux travaux du Conseil d'administration.

L'article 7 du règlement intérieur du Conseil d'administration prévoit que le Conseil d'administration doit, une fois par an et sur rapport du Comité des nominations et des rémunérations, consacrer un point de son ordre du jour à l'évaluation de ses modalités de fonctionnement.

L'évaluation est effectuée selon les modalités suivantes :

- une fois par an, le Conseil d'administration débat de son fonctionnement ;
- une évaluation formalisée du Conseil d'administration et des Comités est réalisée tous les trois ans au moins, éventuellement sous la direction d'un membre indépendant du Conseil d'administration, et le cas échéant, avec l'aide d'un consultant extérieur ; et
- les actionnaires sont informés chaque année dans le rapport sur le gouvernement d'entreprise de la réalisation des évaluations et, le cas échéant, des suites données à celles-ci.

La Société a été transformée en société anonyme le 12 septembre 2018 et ses actions ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris le 17 octobre 2018.

Par conséquent, la période sur laquelle porte l'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration pour l'exercice 2018, en application de la recommandation du code AFEP-MEDEF susvisée applicable à la Société depuis son introduction en bourse, porte sur une période de moins de 3 mois.

C'est la raison pour laquelle il n'a pas été procédé à un envoi formel aux administrateurs de questionnaires d'évaluation et l'évaluation pour la période en question est faite sur la base d'entretiens informels et de délibérations au sein du Comité des nominations et des rémunérations et du Conseil d'administration.

La composition actuelle du Conseil d'administration est celle mise en place à l'occasion de l'introduction en bourse de la Société, en ce compris la démission de deux administrateurs, Monsieur Serge Savasta et Monsieur Christophe Gégout et l'entrée au Conseil d'administration du FSP dont le représentant permanent est Monsieur Christophe Gégout.

L'année 2018 a été marquée par une activité très intense des organes de gouvernance de la Société, avant et après la transformation en société anonyme, en raison de l'introduction en bourse de la Société engagée et réalisée en 2018. Depuis l'admission aux négociations des actions de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris intervenue le 17 octobre 2018, le Conseil d'administration s'est réuni à un rythme davantage courant. Ainsi, depuis cette date se sont tenues en 2018 :

- 2 réunions du Conseil d'administration ;
- 1 réunion du Comité des nominations et des rémunérations ; et
- 1 réunion du Comité d'audit.

La durée des réunions du Conseil a été en moyenne de 2,5 heures et l'assiduité des administrateurs a été très élevée, avec un taux de participation d'environ 93% en moyenne. Le taux d'assiduité de chaque administrateur est de 100%, à l'exception de Monsieur Simon Veyrat qui n'a pas pu assister à une réunion du Conseil. Les travaux du Conseil d'administration ont porté sur l'approbation du budget 2019, la stratégie du Groupe et des questions de gouvernance (démission d'administrateur, cooptation d'un administrateur, répartition des jetons de présence pour 2018, mise en œuvre du programme de rachat d'actions voté par l'assemblée générale des actionnaires du 2 octobre 2018, etc.). L'implication des administrateurs dans le cadre du projet d'introduction en bourse de la Société a été soulignée par le Conseil d'administration, les administrateurs ayant été appelés à assister à de nombreuses réunions de travail dans ce cadre, en sus des réunions du Conseil d'administration.

La durée des réunions du Comité des nominations et des rémunérations a été en moyenne de 2 heures. Le taux de participation des membres a été de 100%.

La durée des réunions du Comité d'audit a été en moyenne de 2 heures. Le taux de participation des membres a été de 100%. Les travaux du Comité d'audit ont porté sur les options de clôture, le budget 2019 et le contrôle interne.

L'évaluation du fonctionnement du Conseil est globalement très positive, les administrateurs ayant noté tout particulièrement :

- l'implication du Conseil, illustrée par le nombre de réunions élevé et son implication dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société et, plus généralement, dans les décisions stratégiques de la Société depuis sa transformation en société anonyme au cours de l'année 2018 ;
- les administrateurs ont considéré comme pleinement satisfaisante la diversité de la composition du Conseil, avec une proportion très satisfaisante de femmes (3/7, soit 42% des membres du Conseil) et d'administrateurs indépendants (3/7, soit 42% des membres du Conseil) ;
- les administrateurs estiment dans leur majorité que les délais de convocation, la conduite des réunions du Conseil, la prise en compte de leurs demandes, ainsi que la répartition des travaux entre le Conseil et les Comités sont satisfaisants ;
- les administrateurs ont apprécié la qualité des débats et les interventions du management. Ils ont en outre noté que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues et que la contribution effective de chaque administrateur aux travaux du Conseil est satisfaisante au regard de sa compétence et de son implication dans les différentes délibérations ;

- les administrateurs estiment dans leur majorité recevoir l'information dont ils ont besoin pour exercer pleinement leur mandat ;
- les administrateurs jugent majoritairement satisfaisants l'organisation et le fonctionnement du Conseil.

Les mêmes observations s'appliquent aux travaux du Comité des nominations et des rémunérations et au Comité d'audit.

3.2.2.4 Comités du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration a, au cours de sa séance du 12 septembre 2018, décidé la création de deux comités permanents : un Comité d'audit et un Comité des nominations et des rémunérations. La composition de ces comités est conforme aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

(i) Comité d'audit

(A) Composition

	Année de création	Président	Membres	Fonctions
			Stéphanie Levan	Administrateur
Comité d'audit	2018	Christophe Gégout	Christophe Gégout	Représentant permanent du FSP, administrateur indépendant
			Helen Lee Bouygues	Administrateur indépendant

Le Comité d'audit est composé de 3 membres dont au moins deux tiers sont désignés parmi les membres indépendants du Conseil d'administration au sens de l'article 1.2 du règlement intérieur du Conseil d'administration. Les membres du Comité d'audit peuvent démissionner lors de toute réunion du Conseil d'administration sans motif, ni préavis. Leur mandat est renouvelable. Le Conseil d'administration peut révoquer *ad nutum* tout membre du Comité d'audit, sans qu'il soit besoin de justifier une telle révocation.

En particulier, conformément aux dispositions légales applicables, les membres du Comité doivent disposer de compétences particulières en matière financière et/ou comptable.

La durée du mandat des membres du Comité d'audit coïncide avec celle de leur mandat de membre du Conseil d'administration. Il peut faire l'objet d'un renouvellement en même temps que ce dernier.

Le président du Comité d'audit est désigné, après avoir fait l'objet d'un examen particulier, par le Conseil d'administration sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations parmi les membres indépendants au sens de l'article 1.2 du règlement intérieur du Conseil d'administration. Le Comité d'audit ne peut comprendre aucun dirigeant mandataire social exécutif.

(B) Missions

La mission du Comité d'audit est d'assurer le suivi des questions relatives à l'élaboration et au contrôle des informations comptables et financières et de s'assurer de l'efficacité du dispositif de suivi des risques et de contrôle interne opérationnel, afin de faciliter l'exercice par le Conseil d'administration de ses missions de contrôle et de vérification en la matière.

Dans ce cadre, le Comité d'audit exerce notamment les missions principales suivantes :

- suivi du processus d'élaboration de l'information financière ;
- suivi de l'efficacité des systèmes de contrôle interne, d'audit interne et de gestion des risques relatifs à l'information financière et comptable ;
- suivi du contrôle légal des comptes sociaux et consolidés par les commissaires aux comptes de la Société ; et
- suivi des commissaires aux comptes.

(C) Travaux du comité d'audit en 2018

Se référer au paragraphe 3.2.2.3 du présent document.

(ii) Comité des nominations et des rémunérations

(A) Composition

	Année de création	Président	Membres	Fonctions
Comité des nominations et des rémunérations	2018	Bertrand Dumazy	Helen Lee Bouygues	Administrateur indépendant
			Bertrand Dumazy	Représentant permanent de Sixto, administrateur indépendant
			Jacques Veyrat	Censeur

(B) Missions

Le Comité des nominations et des rémunérations est un Comité spécialisé du Conseil d'administration dont la mission principale est d'assister celui-ci dans la composition des instances dirigeantes de la Société et dans la détermination et l'appréciation régulière de l'ensemble des rémunérations et avantages des dirigeants mandataires sociaux et/ou cadres dirigeants de la Société, en ce compris tous avantages différés et/ou indemnités de départ volontaire ou forcé de la Société.

Dans ce cadre, il exerce notamment les missions suivantes :

- propositions de nomination des membres du Conseil d'administration et de ses Comités et des dirigeants mandataires sociaux de la Société et autres membres du Comité exécutif ;
- évaluation annuelle de l'indépendance des membres du Conseil d'administration ;
- examen et proposition au Conseil d'administration concernant l'ensemble des éléments et conditions de la rémunération du Comité exécutif de la Société ;
- examen et proposition au Conseil d'administration concernant la méthode de répartition des jetons de présence ; et
- missions exceptionnelles.

Le Comité est consulté pour recommandation au Conseil d'administration sur toutes rémunérations exceptionnelles afférentes à des missions exceptionnelles qui seraient confiées, le cas échéant, par le Conseil d'administration à certains de ses membres.

(C) Travaux du comité des nominations et des rémunérations en 2018

Se référer au paragraphe 3.2.2.3 du présent document.

3.2.2.5 Modalités particulières de participation à l'assemblée générale

Tout actionnaire, quel que soit le nombre d'actions qu'il possède, a le droit de participer aux assemblées dans les conditions fixées par la loi et les présents statuts, sur justification de son identité et de l'inscription en compte des actions à son nom ou au nom de l'intermédiaire inscrit pour son compte dans les conditions prévues par la loi.

L'actionnaire, à défaut d'assister personnellement à l'assemblée, peut choisir entre l'une des trois formules suivantes :

- donner une procuration à un autre actionnaire ou à son conjoint, ou
- voter par correspondance, ou
- adresser une procuration à la Société sans indication de mandat,

dans les conditions prévues par la loi et les règlements.

3.3 REMUNERATIONS DES MANDATAIRES SOCIAUX

La Société se réfère de manière générale, et en particulier en matière de rémunération, au code AFEP-MEDEF de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées, telles qu'interprétées par le Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise (Guide d'application du code AFEP-MEDEF ; Rapport d'activité du Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise d'octobre 2018) et des recommandations de l'AMF figurant dans le guide d'élaboration des documents de référence de l'AMF ainsi que dans le Rapport AMF sur le gouvernement d'entreprise et la rémunération des dirigeants des sociétés cotées du 26 novembre 2018.

En application de l'article L.225-100-II du Code de commerce, l'assemblée générale des actionnaires du 28 juin 2019 sera invitée à statuer sur les éléments composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés ou attribués au dirigeant mandataire social au titre de l'exercice 2018. Par ailleurs, conformément à l'article L.225-37-2 du Code de commerce, les principes et les critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toutes natures attribuables aux dirigeants mandataires sociaux, tels que décrits ci-après, sont soumis à l'approbation de l'assemblée générale des actionnaires.

Le présent rapport a été examiné par le Comité des nominations et des rémunérations.

3.3.1 Rémunération du dirigeant mandataire social

3.3.1.1 Principes et règles de détermination des rémunérations accordées au dirigeant mandataire social pour l'exercice 2018

Monsieur Xavier Barbaro a été nommé administrateur par décision de l'assemblée générale du 12 septembre 2018, date de la transformation de la Société en société anonyme avec Conseil d'administration, puis Président-directeur général de la Société par décision du Conseil d'administration du même jour, pour la durée de son mandat d'administrateur. Avant la date de transformation de la Société, Monsieur Xavier Barbaro était Président de la société par actions simplifiée depuis sa nomination le 7 février 2011, avec effet à compter du 1er mars 2011, par l'assemblée générale des associés.

Au titre de son mandat de Président-directeur général de la Société, les rémunérations fixe et variable de Monsieur Xavier Barbaro sont déterminées conformément aux principes résumés ci-après. Ces principes ont été examinés par le Comité des nominations et des rémunérations et décidés par le Conseil d'administration en date du 12 septembre 2018.

Rémunération

La rémunération de Monsieur Xavier Barbaro comprend une part fixe et une part variable, cette dernière étant fonction de critères de performance fixés par le Conseil d'administration, après avis du Comité des nominations et des rémunérations, ces critères ayant vocation à être réexaminés régulièrement par le Conseil.

Le versement des éléments de rémunération variables et exceptionnels est conditionné à l'approbation par une assemblée générale ordinaire des éléments de rémunération de Monsieur Xavier Barbaro.

Rémunération fixe

Le montant de la rémunération brute fixe annuelle de Monsieur Xavier Barbaro est fixée à 200 000 euros, à compter du 1^{er} septembre 2018.

Rémunération variable annuelle

La part variable brute de la rémunération de Monsieur Xavier Barbaro représente un montant égal à 100% de la rémunération fixe annuelle, en cas d'atteinte de critères quantitatifs et qualitatifs fixés par le Conseil d'administration.

Ces critères comprennent pour 75%, des critères de nature quantitative basés sur l'atteinte d'objectifs cibles de chiffre d'affaires (à hauteur de 15% et pouvant atteindre un montant maximum de rémunération brute de 45 000 euros), d'EBITDA (à hauteur de 30% et pouvant atteindre un montant maximum de rémunération brute de 90 000 euros) et l'atteinte d'un nombre cible annuel de nouveaux MW « awarded » (à hauteur de 30% et pouvant atteindre un montant maximum de rémunération brute de 240 000 euros) et pour 25%, des critères de nature qualitative. Ces derniers sont basés sur (i) le leadership de la direction générale de la Société, sa capacité à entraîner la Société et à la fédérer autour d'un projet de croissance et d'internationalisation et sa capacité à représenter la Société vis-à-vis de l'extérieur et (ii) le respect d'un objectif RSE, à savoir le déploiement de la stratégie RSE résultant en une amélioration des indicateurs de performance pris en compte par Vigeo-Eiris lors de son évaluation. En cas de surperformance au titre d'un ou plusieurs critères, la pondération entre les différents critères varie en fonction du niveau de la surperformance atteint et des critères concernés.

En cas de surperformance au titre de ces objectifs, la part maximale de la rémunération variable est portée à 212,5 % de la rémunération fixe annuelle brute, soit 425 000 euros.

Avantages en nature

Monsieur Xavier Barbaro bénéficie d'un véhicule de fonction d'une valeur maximum de 6 000 euros par an.

3.3.1.2 Synthèse des rémunérations du dirigeant mandataire social Xavier Barbaro au titre de 2018

Les tableaux ci-dessous suivent la présentation standardisée recommandée dans le code AFEP-MEDEF et repris par l'Autorité des Marchés Financiers dans son guide d'élaboration des documents de référence.

Tableau 1 – Synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées à chaque dirigeant mandataire social (nomenclature AMF)

<i>(En euros)</i>	Montants bruts versés au titre de l'exercice			
	2017 ⁽¹⁾		2018 ⁽¹⁾	
	Montants dus	Montants versés	Montants dus	Montants versés
Xavier Barbaro, Président-Directeur Général :				
Rémunérations dues au titre de l'exercice (<i>détaillées au tableau 2</i>)	180 000,00	295 000,00	392 168,68	295 366,68 ⁽³⁾
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	-	-	-	-
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice	-	-	-	-
Valorisation des actions attribuées gratuitement	-	-	-	242 690,00
Total	180 000,00	295 000,00⁽²⁾	392 168,68	538 056,68⁽³⁾

(1) Sur une base brute (avant charges sociales et impôts).

(2) A ce montant s'ajoute un montant de 10 121,22 euros correspondant aux indemnités de congés payés versées en mai 2017 à l'occasion de la suspension du contrat de travail de Monsieur Xavier Barbaro.

(3) Comprend la rémunération fixe versée au Président-directeur général au titre de l'exercice 2018 d'un montant de 186 666,68 euros et une partie de la rémunération variable annuelle d'un montant de 108 700 euros déjà versée conformément à la décision du Comité des nominations et des rémunérations du 21 décembre 2018 et sera augmenté du solde de la rémunération variable annuelle du Président-directeur général (dont l'approbation sera soumise à l'assemblée générale du 28 juin 2019) qui sera versé en juillet 2019.

Tableau 2 – Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social (nomenclature AMF)

<i>(En euros)</i>	Montants bruts versés au titre de l'exercice			
	2017 ⁽¹⁾		2018 ⁽¹⁾	
	Montants dus	Montants versés	Montants dus	Montants versés
Xavier Barbaro, Président-directeur général				
Rémunération fixe	180 000,00	180 000,00	186 666,68	186 666,68
Rémunération variable annuelle	-	-	205 502,00	108 700,00 ⁽²⁾
Rémunération variable pluriannuelle	-	-	-	-
Rémunération exceptionnelle ⁽³⁾	-	115 000,00	-	-
Avantages en nature ⁽⁴⁾	4 612,33		4 612,32	
	(véhicule de fonction)		(véhicule de fonction)	
	4 766,40	9 378,73	7 083,34	11 695,66
	(assurance chômage)		(assurance chômage)	
Total	189 378,73	304 378,73⁽⁵⁾	403 864,34	307 062,34

(1) Sur une base brute (avant charges sociales et impôts).

(2) Correspond à une partie de la rémunération variable annuelle d'un montant de 108 700 euros déjà versée conformément à la décision du Comité des nominations et des rémunérations du 21 décembre 2018. Le solde de la rémunération variable annuelle du Président-directeur général (dont l'approbation sera soumise à l'assemblée générale du 28 juin 2019) sera versé en juillet 2019.

(3) Le montant de la rémunération exceptionnelle du Président-directeur général a été versé en janvier 2018.

(4) Monsieur Xavier Barbaro bénéficie d'un véhicule de fonction et d'une assurance chômage (se référer au paragraphe 3.3.3 « Autres informations sur le dirigeant mandataire social » du présent document pour plus d'information sur cette assurance chômage).

(5) A ce montant s'ajoute un montant de 10 121,22 euros correspondant aux indemnités de congés payés versées en mai 2017 à l'occasion de la suspension du contrat de travail de Monsieur Xavier Barbaro.

Le versement des éléments variables et exceptionnels sera conditionné à l'approbation par une assemblée générale ordinaire des éléments de rémunération du Président-directeur général dans les conditions prévues à l'article L 225-100 tels qu'ils lui seront présentés par la résolution suivante :

« **[.]ème résolution** (Approbation des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés ou attribués à Monsieur Xavier Barbaro, Président-directeur général, au titre de l'exercice 2018, pour la période courant à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, approuve, conformément à l'article L. 225-100, II du Code de commerce, les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et autres avantages versés ou attribués à Monsieur Xavier Barbaro, Président-directeur général, au titre de l'exercice 2018, pour la période courant à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, tels que présentés dans ce rapport. »

Les informations suivantes sont fournies à cet effet :

Tableau récapitulatif des principes et critères de rémunérations

Eléments de la rémunération dus ou attribués au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2018	Montant ou valorisation comptable soumis au vote	Présentation																								
Rémunération fixe	200 000 euros	Le montant de la rémunération fixe annuelle du Président-directeur général applicable à compter du 1er septembre 2018 s'élève à 200.000 euros.																								
Rémunération variable	205 502 euros	<p>Le montant de la rémunération variable du Président-directeur général à raison de ses fonctions au sein de la Société est fixé par le Conseil d'administration de la Société, après avis du Comité des rémunérations et des nominations, et en fonction de critères de performance.</p> <p>La part variable du Président-directeur général s'élèvera à 100% du montant brut de sa rémunération fixe en cas d'atteinte des critères de performance à hauteur de 100%, sans pouvoir dépasser 212,5% du montant brut de sa rémunération fixe en cas de surperformance.</p> <p>Au cours de sa réunion du 17 avril 2019, le Conseil d'administration, a constaté, après avoir recueilli l'avis du Comité des nominations et rémunérations, l'atteinte des critères de performance de la rémunération variable comme suit :</p> <table border="1" data-bbox="624 1294 1433 1574"> <thead> <tr> <th>Indicateur</th> <th>Pondération</th> <th>Atteintes des objectifs cibles</th> <th>Surperformance</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Critère de chiffre d'affaires</td> <td>15%</td> <td>>100%</td> <td>6,9%</td> </tr> <tr> <td>Critère d'EBITDA</td> <td>30%</td> <td>>100%</td> <td>5,18%</td> </tr> <tr> <td>Critère de MW « awarded »</td> <td>30%</td> <td>>100%</td> <td>0,54%</td> </tr> <tr> <td>Critère qualitatif</td> <td>25%</td> <td>100%</td> <td>N/A</td> </tr> <tr> <td></td> <td>100%</td> <td>100%</td> <td>2,75%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Ainsi, au total, le montant de la rémunération variable de Monsieur Xavier Barbaro au titre de l'exercice 2018 est égal à 205.502 euros, correspondant à (x) 102,75% de sa rémunération fixe au titre de 2018 et (y) 48,35% du montant maximum de rémunération variable susceptible de lui être allouée au titre de 2018 (montant maximum s'élevant à 425.000 euros).</p> <p>Le versement des éléments de rémunération variable est conditionné à l'approbation des actionnaires lors de la prochaine Assemblée générale ordinaire qui statuera sur les comptes clos le 31 décembre 2018.</p>	Indicateur	Pondération	Atteintes des objectifs cibles	Surperformance	Critère de chiffre d'affaires	15%	>100%	6,9%	Critère d'EBITDA	30%	>100%	5,18%	Critère de MW « awarded »	30%	>100%	0,54%	Critère qualitatif	25%	100%	N/A		100%	100%	2,75%
Indicateur	Pondération	Atteintes des objectifs cibles	Surperformance																							
Critère de chiffre d'affaires	15%	>100%	6,9%																							
Critère d'EBITDA	30%	>100%	5,18%																							
Critère de MW « awarded »	30%	>100%	0,54%																							
Critère qualitatif	25%	100%	N/A																							
	100%	100%	2,75%																							
Rémunération exceptionnelle	Néant.	Absence de rémunération exceptionnelle.																								

Eléments de la rémunération dus ou attribués au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2018	Montant ou valorisation comptable soumis au vote	Présentation
Jetons de présence	Néant.	En tant qu'administrateur de la Société, le Président-directeur général peut percevoir des jetons de présence. Toutefois, le Président-directeur général a fait savoir qu'il ne percevra pas de jetons de présence pour sa participation aux travaux du Conseil d'administration de la Société et ce, tant qu'il exercera les fonctions susvisées.
Valorisation des avantages de toute nature	6 000 euros	Le Président-Directeur général bénéficie d'une voiture de fonctions, prise en charge par la Société à hauteur d'une valeur maximum de 6.000 euros par an.
Options d'action, actions gratuites ou tout autre élément de rémunération de long terme	Options : Néant. Actions : 129 296 actions gratuites.	Aucune option d'action n'a été attribuée à Monsieur Xavier Barbaro au titre de l'exercice 2018. Au cours de l'exercice 2018, 129 296 actions gratuites ont été attribuées à Monsieur Xavier Barbaro par décisions du Président des 23 février et 5 juillet 2018 (la Société était alors sous forme de société par actions simplifiée).
Indemnité de cessation de fonction : Indemnité de départ	Néant.	Le Président-directeur général bénéficie, au titre de la cessation de son mandat social de Directeur général au sein de la Société, d'une indemnité de départ en cas de révocation (hors les cas de faute grave ou lourde) ou de non-renouvellement de son mandat social. Cette indemnité sera d'un montant équivalant à 6 mois de rémunération (un mois étant défini comme étant la somme de (i) la moyenne des rémunérations mensuelles fixes versées les douze mois précédant la fin du mandat social et (ii) la moyenne mensuelle des deux derniers montants de rémunération variable versées). Le versement de l'indemnité sera subordonné à la condition que la somme des résultats nets du groupe au titre des deux derniers exercices clos, précédant sa révocation ou, selon le cas l'échéance de son mandat non renouvelé, soit positive.
Indemnité de non-concurrence	Néant.	Le Président-directeur général bénéficie, au titre de la cessation de son mandat social de Directeur général au sein de la Société, d'une indemnité de non-concurrence au titre de son obligation de ne pas exercer, sur le territoire français, à quelque titre que ce soit, une activité concurrente à celle de la Société et de ne pas s'intéresser directement ou indirectement à toutes activités pouvant concurrencer les activités de la Société pendant une durée de 12 mois à compter de la cessation desdites fonctions. Cette indemnité sera versée mensuellement pendant les 12 mois suivant la cessation desdites fonctions pour un montant égal à 70% de sa rémunération (un mois de rémunération étant défini comme étant

Eléments de la rémunération dus ou attribués au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2018	Montant ou valorisation comptable soumis au vote	Présentation
		<p>la somme de (i) la moyenne des rémunérations mensuelles fixes versées les douze mois précédant la fin du mandat social et (ii) la moyenne mensuelle des deux derniers montants de rémunération variable versées).</p> <p>Cette indemnité ne peut être versée dès lors que (i) le Directeur général fait valoir ses droits à la retraite ; et/ou (ii) qu'il dépasse l'âge de 65 ans.</p>
Régime de retraite supplémentaire	Néant.	Monsieur Xavier Barbaro ne bénéficie pas, au titre de son mandat social au sein de la Société, de régime de retraite supplémentaire.

3.3.1.3 Jetons de présence et autres rémunérations perçus par les mandataires sociaux non dirigeants (tableau 3)

(i) Principes de fixation et de répartition des jetons de présence

La Société verse aux administrateurs sur une base annuelle, à titre de jetons de présence (sur une base brute, avant charges sociales et impôts), les montants suivants :

- pour le Conseil d'administration : une rémunération de 17 500 euros est versée à chaque administrateur, dont le montant versé est adapté en fonction de la présence effective des administrateurs aux réunions du Conseil d'administration et du temps consacré aux travaux du Conseil d'administration. Ainsi :
 - o en cas d'absence à 20% des réunions : le montant dû est réduit de 10% ;
 - o en cas d'absence à un nombre de réunions compris entre 20 et 50% : le montant dû est réduit au prorata de la participation ; et
 - o en cas d'absence à un nombre de réunions supérieur à 50% : le montant dû est réduit de 50%.
- pour les Comités : une rémunération de 7 500 euros est versée à chaque membre du Comité d'audit et une rémunération de 5 000 euros à chaque membre du Comité des nominations et des rémunérations, s'ajoutant le cas échéant aux jetons de présence que le membre du Comité pourrait percevoir en tant que membre du Conseil d'administration. Une rémunération de 12 500 euros est versée au président du Comité d'audit et de 10 000 euros au président du Comité des nominations et des rémunérations.

Conformément à la loi, le montant maximal des jetons de présence distribuables annuellement aux administrateurs est fixé par l'assemblée générale des actionnaires. La résolution votée reste valable jusqu'à nouvelle décision de l'assemblée générale. L'assemblée générale des actionnaires du 2 octobre 2018 a fixé ce montant à 170 000 euros par an. Par ailleurs, le montant des jetons de présence étant alloué sur une base annuelle, ce montant sera calculé *pro rata temporis* en cas de nomination ou de cessation, pour quelque cause que ce soit, du mandat de membre du Conseil d'administration en cours d'exercice social.

Dans la limite du montant décidé par l'assemblée générale, le Conseil d'administration décide au début de chaque année le montant des jetons de présence qui sera alloué à ses membres au titre de l'exercice clos et leurs règles de répartition ainsi que les modalités de calcul des jetons de présence pour l'exercice en cours.

(ii) Montant des jetons de présence attribués en 2018

Tableau 3 – Récapitulatif des rémunérations de chaque membre du Conseil d'administration (nomenclature AMF)

Membres du Conseil d'administration (en euros)	Montants bruts versés au titre de l'exercice ^{(1) (2)}	
	2017	2018
Xavier Barbaro		
Jetons de présence ⁽³⁾	-	-
Autres rémunérations	299 612 ,33	299 979,00
Simon Veyrat		
Jetons de présence	N/A	17 500,00
Autres rémunérations	N/A	N/A
Stéphanie Levan		
Jetons de présence	N/A	25 000,00
Autres rémunérations	N/A	N/A
Céline André		
Jetons de présence ⁽⁴⁾	-	-
Autres rémunérations	N/A	N/A
Helen Lee Bouygues		
Jetons de présence	N/A	30 000,00
Autres rémunérations	N/A	N/A
Christophe Gégout		
Jetons de présence	15 800,00	30 000,00
Autres rémunérations	-	N/A
Bertrand Dumazy		
Jetons de présence	N/A	9 166,00
Autres rémunérations	N/A	N/A

(1) Les rémunérations dans le tableau ci-dessus incluent également les jetons de présence versés au titre de la participation au Comité d'audit et au Comité des nominations et des rémunérations.

(2) Sur une base brute (avant charges sociales et impôts).

(3) Monsieur Xavier Barbaro, Président-directeur général de la Société, qui bénéficie d'une rémunération de mandataire social *ès qualité* ne perçoit pas de jetons de présence en sus.

(4) Madame Céline André, représentante permanente de Bpifrance Investissement, a renoncé à percevoir les jetons de présence versés par la Société

Aucun jeton de présence n'a été versé à Monsieur Serge Savasta, administrateur de la Société jusqu'à sa démission à compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris ni à Monsieur Jacques Veyrat au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2018.

3.3.2 Rapport sur les options et actions gratuites

3.3.2.1 Principes et règles retenus pour l'attribution des options et des actions gratuites

L'Assemblée Générale mixte du 2 octobre 2018 :

- dans sa 12^{ème} résolution, a donné l'autorisation pour une durée de trente-huit mois au Conseil d'administration de procéder à des attributions gratuites d'actions existantes ou à émettre au profit des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux du groupe ou de certains d'entre eux ;
- dans sa 13^{ème} résolution, a donné l'autorisation pour une durée de trente-huit mois au Conseil d'administration de consentir, en une ou plusieurs fois, des options de souscription ou d'achat d'actions au profit des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux du groupe ou de certains d'entre eux.

À cet effet, l'Assemblée Générale a donné une délégation de pouvoirs au Conseil d'Administration pour fixer les conditions dans lesquelles elles seraient attribuées. Un plafond global commun est prévu pour ces délégations, et est égal au total à 2 % du capital social, étant précisé que pour chaque exercice, le nombre total d'actions existantes ou à émettre, ou d'options de souscription ou d'achat, attribuées en vertu de ces dirigeants mandataires sociaux de la Société, ne pourra représenter plus de 1% du capital social de la Société au jour de la décision du Conseil d'administration.

Les 12^{ème} et 13^{ème} résolutions sur les options et attributions d'actions gratuites prévoient :

- la fixation par le Conseil d'administration des conditions, notamment le plafond à ne pas dépasser pour les options ou les actions attribuées aux dirigeants mandataires sociaux, ainsi que les critères de performance qui leur sont applicables ;
- l'arrêt par le Conseil d'administration de la liste ou des catégories des autres bénéficiaires des options ou des actions et la fixation des critères de performance qui leur sont applicables.

Par ailleurs, la 13^{ème} résolution sur les options prévoit que le prix à payer lors de l'exercice des options de souscription ou d'achat d'actions sera fixé le jour où les options seront consenties et que (i) dans le cas d'octroi d'options de souscription, ce prix ne pourra pas être inférieur à 80% de la moyenne des premiers cours cotés de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris lors des vingt séances de bourse précédant le jour où les options de souscription seront consenties, et (ii) dans le cas d'octroi d'options d'achat d'actions, ce prix ne pourra être inférieur ni à la valeur indiquée au (i) ci-dessus, ni à 80% du cours moyen d'achat des actions détenues par la Société au titre des articles L. 225-208 et L. 225-209 du Code du commerce.

3.3.2.2 Options de souscription ou d'achat d'actions

- (i) Options de souscription ou d'achat d'actions de la Société attribuées durant l'exercice 2018 aux dirigeants mandataires sociaux

Néant

- (ii) Options de souscription ou d'achat d'actions de la Société levées durant l'exercice 2018 par les dirigeants mandataires sociaux

Néant

- (iii) Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix premiers salariés

Tableau 9 – Options de souscription ou d'achat d'actions (après regroupement d'actions) consentis aux dix premiers salariés non mandataires sociaux attributaires et options levées par ces derniers (nomenclature AMF)

Options de souscription ou d'achat d'actions consentis aux dix premiers salariés non mandataires sociaux attributaires et options levées par ces derniers	Nombre total d'options attribuées / d'actions souscrites ou achetées	Prix moyen pondéré	Plan 2018 (III)	Plan 2015
Options consenties, durant l'exercice 2018, par l'émetteur et toute société comprise dans le périmètre d'attribution des options, aux dix premiers salariés de l'émetteur et de toute société comprise dans ce périmètre, dont le nombre d'options ainsi consenties est le plus élevé (information globale)	25 000 ⁽¹⁾	10€ ⁽²⁾	25 000 ⁽¹⁾	-
Options détenues sur l'émetteur et les sociétés visées précédemment, levées, durant l'exercice 2018, par les dix premiers salariés de l'émetteur et de ces sociétés, dont le nombre d'options ainsi achetées ou souscrites est le plus élevé (information globale)	350 000 ⁽¹⁾	4€ ⁽²⁾	-	350 000 ⁽¹⁾

(1) Ce nombre a été ajusté en conséquence de la division par deux des actions sous options à compter de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'Assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1^{er} octobre 2018.

(2) Ce prix d'exercice a été multiplié par deux à la suite de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'Assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1^{er} octobre 2018.

(iv) Historique des attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions

Tableau 8 – Historique des attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions (après regroupement d'actions) (nomenclature AMF)

	Plan 2018 (III)	Plan 2018 (II)	Plan 2018 (I)	Plan 2016	Plan 2016	Plan 2015
Date de l'assemblée générale	4/07/2018	29/05/2018	29/05/2018	17/03/2014 ⁽¹⁾	17/03/2014	17/03/2014
Date de la décision du Président arrêtant la liste des bénéficiaires	5/07/2018	30/05/2018	30/05/2018	23/12/2016	08/01/2016	21/01/2015
Nombre total d'actions pouvant être souscrites ou achetées, dont le nombre peut être souscrit par ⁽²⁾ :	65 000	5 000	40 000	235 000	152 500	571 250
<i>Xavier Barbaro, Président-directeur général</i>	-	-	-	-	-	-
Début de la période d'exercice des options	6/07/2021	31/05/2021	31/05/2021	24/12/2019	11/01/2019 ⁽³⁾	02/01/2017
Date d'expiration de la période d'exercice des options	5/07/2023	30/05/2023	30/05/2023	23/12/2021	10/01/2021 ⁽³⁾	01/01/2020
Prix de souscription ou d'achat ⁽⁴⁾	10€	10€	10€	6€	4€	4€
Modalités d'exercice (si le plan comporte plusieurs tranches) ⁽⁵⁾	-	-	-	-	-	-
Nombre d'actions souscrites au 31 mars 2019	0	0	0	0	39 500	505 295
Nombre cumulé d'options de souscription ou d'achat d'actions annulées ou caduques	5 000	0	5 000	10 000	37 500	30 000
Options de souscription ou d'achat d'actions restantes au 31 mars 2019	60 000	5 000	35 000	225 000	75 500	35 955

(1) L'autorisation accordée par l'Assemblée générale en date du 17 mars 2014 a été prorogée par décision de l'Assemblée générale en date du 13 mai 2016 pour une période de douze (12) mois.

(2) Ce nombre a été ajusté à raison de la division par deux des actions sous options à compter de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1^{er} octobre 2018.

(3) Au cours de l'attribution en date du 8 janvier 2016, le Président a fixé la date d'attribution au 10 janvier 2016, à l'exception d'un bénéficiaire pour lequel cette date a été fixée au 16 mai 2016. En conséquence, la durée de la période d'exercice des options commence à compter du 17 mai 2019 pour ce bénéficiaire et se termine le 16 mai 2021.

(4) Ce prix d'exercice a été multiplié par deux à la suite de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1^{er} octobre 2018.

(5) Les plans 2018 et 2016 présentés comportent une période de vesting d'une durée de trente-six (36) mois. Le plan 2015 comporte une période de vesting d'une durée de vingt-quatre (24) mois.

3.3.2.3 Attributions gratuites d'actions

(i) Actions gratuites attribuées aux mandataires sociaux durant 2018

Tableau 6 – Actions attribuées durant l'exercice à chaque mandataire social

	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2018
Date de l'Assemblée générale	4/07/2018	29/05/2018	23/02/2018	23/02/2018
Date de la décision d'attribution du Président	5/07/2018	30/05/2018	9/04/2018	23/02/2018
Nombre total d'actions attribuées gratuitement, dont le nombre attribuées à : ⁽¹⁾	570 644	107 500	2 500	106 054
<i>Xavier Barbaro, Président-directeur général</i> ⁽¹⁾	105 000	-	-	24 269
Date d'acquisition des actions	6/10/2020	30/05/2021	9/04/2020	23/02/2019
Date de disponibilité	-	-	9/04/2021	23/02/2020
Conditions de performance	-	-	-	-
Nombre d'actions attribuées durant l'exercice	105 000	0	0	24 269
Valorisation des actions selon la méthode retenue pour les comptes consolidés	1 050 000	-	-	242 269

(1) Ce nombre a été ajusté à raison de la division par deux des actions à compter de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1^{er} octobre 2018.

(ii) Actions gratuites devenues disponibles durant 2018

Tableau 7 – Actions devenues disponibles durant l'exercice pour chaque mandataire social

	Plan 2016	Plan 2015
Date de l'Assemblée générale	23/12/2016	05/10/2015
Date de la décision d'attribution du Président	23/12/2016	06/10/2015
Nombre total d'actions attribuées gratuitement, dont le nombre attribuées à : ⁽¹⁾	108 587 ⁽²⁾	108 750
<i>Xavier Barbaro, Président-directeur général</i> ⁽¹⁾	18 900	-
Date d'acquisition des actions	23/12/2017	28/12/2017
Date de fin de période de conservation	23/12/2018	28/12/2018
Nombre d'actions devenues disponibles durant l'exercice	108 587 ⁽²⁾	103 750

(1) Ce nombre a été ajusté à raison de la division par deux des actions à compter de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1^{er} octobre 2018.

(2) L'attribution portait sur 217 175 actions avant le regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1^{er} octobre 2018.

3.3.2.1 Historique des attributions d'actions gratuites

Tableau 10 – Historique des attributions gratuites d'actions – Information sur les actions attribuées gratuitement (après regroupement d'actions) (nomenclature AMF)

	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2016	Plan 2015
Date de l'Assemblée générale	4/07/2018	29/05/2018	23/02/2018	23/02/2018	23/12/2016	05/10/2015
Date de la décision d'attribution du Président	5/07/2018	30/05/2018	9/04/2018	23/02/2018	23/12/2016	06/10/2015
Nombre total d'actions attribuées gratuitement, dont le nombre attribuées à: ⁽¹⁾	570 644	107 500	2 500	106 054	108 587 ⁽²⁾	108 750
<i>Xavier Barbaro, Président-directeur général</i> ⁽¹⁾	105 000	-	-	24 269	18 900	-
Date d'acquisition des actions	6/10/2020	30/05/2021	9/04/2020	23/02/2019	23/12/2017	28/12/2017
Date de fin de période de conservation	-	-	9/04/2021	23/02/2020	23/12/2018	28/12/2018
Nombre d'actions acquises au 31 mars 2019	0	0	0	106 054	108 588	103 750
Nombre cumulé d'actions annulées ou caduques	0	0	0	0	0	5 000
Actions attribuées gratuitement restantes au 31 mars 2019	570 644	107 500	2 500	0	0	0

(1) Ce nombre a été ajusté en conséquence de la division par deux des actions sous options à compter de la mise en œuvre du regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1^{er} octobre 2018.

(2) L'attribution portait sur 217 175 actions avant le regroupement d'actions décidé par l'assemblée générale du 12 septembre 2018 et le Conseil d'administration du 12 septembre 2018 et dont la mise en œuvre a eu lieu le 1^{er} octobre 2018.

3.3.3 Autres informations sur le dirigeant mandataire social

Tableau 11

Dirigeant mandataire social	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	
	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non
Xavier Barbaro Président-directeur général Début de mandat : 12 septembre 2018 Fin de mandat : assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021	-	X	-	X	X	-	X	-

Contrat de travail

Afin de se conformer aux dispositions du code AFEP-MEDEF Monsieur Xavier Barbaro qui était partie à un contrat de travail signé le 30 avril 2009 avec la Société, a démissionné de ses fonctions à la date d'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Régime de retraite supplémentaire

Monsieur Xavier Barbaro ne bénéficie pas de régime de retraite supplémentaire.

Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions

Monsieur Xavier Barbaro bénéficie d'une indemnité de départ en cas de révocation (hors les cas de faute grave ou lourde) ou de non-renouvellement de son mandat social, dont le montant sera fonction de l'atteinte de conditions de performance et équivalent à six (6) mois de rémunération, sur la base de la rémunération fixe des douze (12) derniers mois et de la moyenne des deux dernières rémunérations variables mensualisées, un mois de rémunération étant défini comme étant la somme de (i) la moyenne des rémunérations mensuelles fixes versées les douze mois précédant la fin du mandat social et (ii) la moyenne mensuelle des deux derniers montants de rémunération variable versées.

Indemnités relatives à une clause de non-concurrence

En cas de cessation de ses fonctions au titre de son mandat social, pour quelque raison que ce soit, Monsieur Xavier Barbaro s'engage à ne pas exercer, sur le territoire français, à quelque titre que ce soit, une activité concurrente de celle de la Société et à ne pas s'intéresser directement ou indirectement à toutes activités pouvant concurrencer les activités de la Société, pendant une durée de douze (12) mois à compter de la cessation desdites fonctions.

En contrepartie de cet engagement de non-concurrence, Monsieur Xavier Barbaro percevra pendant les douze (12) mois suivant la cessation de ses fonctions au titre de son mandat social, une contrepartie financière mensuelle d'un montant égal à 70% de la rémunération brute perçue pendant les douze (12) derniers mois précédant la date de cessation de ses fonctions au sein de la Société. La Société se réserve le droit de renoncer au bénéfice de cette clause de non-concurrence.

Il est précisé que le versement de l'indemnité de non-concurrence est exclu dès lors que le dirigeant fait valoir ses droits à la retraite. En tout état de cause, aucune indemnité ne peut être versée au-delà de 65 ans.

Assurance chômage

Monsieur Xavier Barbaro bénéficie d'une assurance chômage souscrite depuis le 1^{er} mai 2017 auprès d'Axa France, lui assurant une indemnisation, sur une période de douze mois, équivalente à 70% de sa rémunération brute annuelle.

Engagement de toute nature pris par la Société au bénéfice de ses mandataires sociaux

Néant.

3.3.4 Montant des sommes provisionnées ou constatées par la Société ou ses filiales aux fins de versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages

La Société n'a provisionné aucune somme au titre de versements de pensions, de retraites ou autres avantages similaires au profit de ses mandataires sociaux.

3.3.5 Principes et les critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments de rémunération du Président-directeur général en 2019

Le Conseil d'administration réuni le 17 avril 2019 a décidé d'approuver la proposition du Comité des nominations et des rémunérations de reconduire pour l'exercice 2019 la structure générale de la rémunération du Président-directeur général applicable au titre de l'exercice 2018, sous réserve de quelques modifications mineures exposées ci-après.

Rémunération fixe

Le montant de rémunération fixe brute du Président-directeur général sera maintenu, soit un montant de 200 000 euros par an.

Rémunération variable

S'agissant de la rémunération variable brute, il est proposé qu'elle soit basée à hauteur de 75% sur des critères quantitatifs et à hauteur de 25% sur des critères qualitatifs, dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles fixés par référence au budget de la Société, tel qu'approuvé par le Conseil d'administration et, s'agissant du critère de MW « awarded », sur la base de l'objectif cible fixé par le Conseil d'administration. Les critères quantitatifs proposés permettent de corréliser le montant de la rémunération variable annuelle du Président-directeur général aux performances réalisées par le Groupe. Les critères qualitatifs permettent quant à eux de prendre en considération (i) d'une part l'amélioration du respect par la Société des exigences en matière sociale et environnementale dont l'importance ne cesse de croître et qui constituent une préoccupation importante pour le Groupe dont l'activité est axée sur le développement des énergies renouvelables et (ii) d'autre part les qualités de leadership dont le Président-directeur général a fait preuve afin de contribuer au développement du Groupe.

Le montant de la rémunération variable annuelle serait égal à 100% de la rémunération fixe annuelle en cas d'atteinte des critères quantitatifs et des critères qualitatifs fixés par le Conseil d'administration, étant précisé qu'en cas de surperformance, le montant maximum de la rémunération variable ne pourra pas excéder un montant correspondant à 200% de la rémunération brute fixe annuelle.

S'agissant des critères quantitatifs :

Les critères quantitatifs retenus représenteraient 75% de la rémunération brute variable annuelle dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles et seraient appréciés s'agissant du critère de chiffre d'affaires et de critère d'EBITDA au vu de la réalisation du budget arrêté par le Conseil d'administration.

Pour chaque critère défini ci-après (i) un seuil de déclenchement par rapport à l'objectif fixé est prévu, (ii) en cas de surperformance dudit critère par rapport à l'objectif fixé, la pondération afférente de ce critère sera accrue afin de tenir compte de cette surperformance et (iii) un seuil maximal de surperformance par rapport à l'objectif fixé est prévu.

Ces critères sont les suivants :

- *Critère de chiffre d'affaires* :

à hauteur de 15% de la rémunération brute variable annuelle (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles), prise en considération du niveau de chiffre d'affaires atteint, avec un seuil de déclenchement à compter de l'atteinte de 90% du montant de chiffre d'affaires prévu au budget arrêté par le Conseil d'administration ainsi que les conditions de surperformance suivantes :

- si le niveau de chiffre d'affaires est compris entre 90% et 100% (inclus) du niveau de chiffre d'affaires prévu au budget, le pourcentage réalisé sera pris en considération de manière linéaire. Ainsi, à titre d'exemple, en cas d'atteinte de 95% du montant du chiffre d'affaires cible, ce critère permettra au Président-directeur général de se voir verser 50% du montant cible de rémunération brute variable annuelle au titre de ce critère (c'est-à-dire, 7,5% du montant de sa rémunération brute fixe annuelle), soit 15 000 euros ;
- si le niveau de chiffre d'affaires dépasse 100% du niveau de chiffre d'affaires prévu au budget, un coefficient multiplicateur de deux s'applique au pourcentage de surperformance réalisé (i.e., le pourcentage compris entre 100% et le niveau atteint). Ainsi, à titre d'exemple, en cas d'atteinte de 120% du montant du chiffre d'affaires cible, ce critère permettra au Président-directeur général de se voir verser 15% de 140% (i.e., 100% du montant cible majoré du pourcentage de surperformance (20%) multiplié par deux) de sa rémunération brute fixe annuelle, soit 42 000 euros. Il est précisé que le niveau de surperformance pris en compte aux fins du présent calcul ne peut excéder 125% du niveau de chiffre d'affaires prévu au budget, de sorte que le montant maximum susceptible d'être dû en cas de surperformance au titre de ce critère ne saurait excéder 15% de 150% de sa rémunération brute fixe annuelle, soit 45 000 euros.

- *Critère d'EBITDA* :

à hauteur de 30% de la rémunération brute variable annuelle (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles), prise en considération du niveau d'EBITDA atteint, avec un seuil de déclenchement à compter de l'atteinte de 90% du montant d'EBITDA prévu au budget arrêté par le Conseil d'administration (avec application linéaire au montant cible du pourcentage atteint entre 90% et 100%) et des conditions de surperformance identiques *mutatis mutandis* à celles prévues pour le critère de chiffre d'affaires, étant précisé que le montant maximum susceptible d'être dû en cas de surperformance au titre de ce critère ne saurait excéder 30% de 150% de sa rémunération brute fixe annuelle, soit 90 000 euros.

- *Critère de Nouveaux MW « awarded »* :

à hauteur de 30% de la rémunération brute variable annuelle (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles), prise en considération du nombre de nouveaux MW en phase « *awarded* » (incluant également tous les nouveaux MW acquis dans le cadre d'éventuelles opérations de croissance externe ainsi que les nouveaux MW étant passés directement à la phase « *under construction* » sans être passés par la phase « *awarded* » et les nouveaux MW correspondant à la puissance incrémentale dans le cadre des projets de repowering) (les « **Nouveaux MW** »), avec un seuil de déclenchement à compter de l'atteinte de 50% du nombre de MW en phase « *awarded* » cible prévu par le Conseil d'administration (le « **Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW Awarded** », tel que décrit ci-après) et les conditions de surperformance suivantes :

- si le nombre de Nouveaux MW est compris entre 50% et 100% (inclus) du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* pour l'exercice concerné, le pourcentage réalisé sera pris en considération de manière linéaire. Ainsi, à titre d'exemple, si le nombre de nouveaux MW atteint 70% dudit Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded*, ce critère permettra au Président-directeur général de se voir verser 40% du montant cible de rémunération brute variable au titre de ce critère (c'est-à-dire, 30% de sa rémunération fixe annuelle), soit 24 000 euros ;
- si le nombre de Nouveaux MW dépasse 100% du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* pour l'exercice concerné, un coefficient multiplicateur de deux s'applique au pourcentage de surperformance réalisé (i.e., le pourcentage compris entre 100% et le niveau atteint). Ainsi, à titre d'exemple, si le nombre de Nouveaux MW atteint 200% du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded*, ce critère permettra au Président-directeur général de se voir verser 30% de 300% (i.e., 100% ajouté au pourcentage de surperformance (i.e., 100%) multiplié par deux) de sa rémunération brute fixe annuelle, soit 180 000 euros. Il est précisé que le niveau de surperformance pris en compte aux fins du présent calcul ne peut excéder 250% du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* pour l'exercice concerné, de sorte que le montant maximum susceptible d'être dû en cas de surperformance de ce critère ne saurait excéder 30% de 400% (i.e., 100% majoré du pourcentage de surperformance maximal (150%) multiplié par deux) de sa rémunération brute fixe annuelle, soit 240 000 euros.

Le Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* est défini par le Conseil d'administration. Dans la mesure où en raison du report puis de l'annulation de l'appel d'offres mexicain le Groupe n'a pas pu remporter 402 MW au titre du projet Puebla, malgré la prise en compte de ce projet dans le cadre du budget 2018, le Comité recommande au Conseil d'administration de fixer le Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* aux fins de la rémunération variable au titre des exercices 2019 et 2020 à 901 MW par an. Le Conseil d'administration aura la faculté d'ajuster l'objectif de Nouveaux MW *Awarded* pour tenir compte du nombre d'appels d'offres auxquels la Société aura pu participer au cours de l'exercice, par rapport au nombre d'appels d'offres pris en compte dans le budget 2019.

S'agissant des critères qualitatifs :

Les critères de performance qualitatifs retenus représenteraient 25% de la rémunération brute variable annuelle du Président-directeur général (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles) et prennent en compte :

- le leadership de la direction générale de la Société, sa capacité à entraîner la Société et à la fédérer autour d'un projet de croissance et d'internationalisation et sa capacité à représenter la Société vis-à-vis de l'extérieur ; et
- afin de se conformer aux exigences du code AFEP-MEDEF, le respect d'un objectif RSE, à savoir le déploiement de la stratégie RSE permettant d'appliquer les meilleurs standards en matière de gouvernance et des pratiques sociales et environnementales.

Avantages en nature et autres éléments de rémunération

Il est rappelé que le Président-directeur général bénéficie d'un véhicule de fonction d'une valeur maximum de 6 000 euros par an.

Monsieur Xavier Barbaro continuera de bénéficier des autres conditions de son mandat de Président-directeur général fixées à l'occasion de la nomination au mandat de Président-directeur général, telles qu'arrêtées par le Conseil d'administration lors de sa réunion du 12 septembre 2018 (retraite supplémentaire à cotisations définies à compter de sa mise en place pour les cadres dirigeants de la Société, indemnité de départ (6 mois de rémunération fixe et variable moyenne) et indemnité de non-concurrence de 12 mois (en contrepartie d'une compensation financière mensuelle égale à 70% de la rémunération mensuelle moyenne)).

En application de l'article L.225-37-2 du Code de commerce, seront soumis à l'approbation de l'assemblée générale des actionnaires statuant sur les comptes 2018 les principes et les critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature, attribuables au Président-directeur général en raison de l'exercice de son mandat pour l'exercice 2019 et constituant la politique de rémunération le concernant :

« **[•]ème résolution** (*Approbation des principes et critères de détermination, répartition et attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature attribuables au Président-directeur général, au titre de l'exercice 2019*)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, conformément à l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, approuve les principes et les critères de détermination, de répartition et d'attribution de l'ensemble d'éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les autres avantages de toute nature attribuables au Président-directeur général, au titre de l'exercice 2019, tels que présentés dans ce rapport. »

3.4 AUTRES INFORMATIONS

3.4.1 Liste des délégations en cours de validité accordées par l'assemblée générale dans le domaine des augmentations de capital (comprenant les utilisations faites)

Titres concernés Date d'assemblée générale (durée de l'autorisation / délégation et expiration)	Montant maximum d'augmentation de capital	Utilisation des délégations au cours de l'exercice
Emissions avec droit préférentiel		
<p><i>Délégation de compétence à l'effet d'augmenter de capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme (A)</i> AG du 2 octobre 2018 5^{ème} résolution 26 mois</p>	<p>20 millions d'euros (A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K) étant limité à 125 millions d'euros</p>	
<p><i>Délégation de compétence à l'effet d'augmentation le capital social par incorporation de primes, réserves, bénéfiques ou toutes autres sommes (B)</i> AG du 2 octobre 2018 9^{ème} résolution 26 mois</p>	<p>20 millions d'euros (A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K) étant limité à 125 millions d'euros</p>	
Emissions avec suppression ou sans droit préférentiel		
<p><i>Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, par offre au public (C)</i> AG du 2 octobre 2018 6^{ème} résolution 26 mois</p>	<p>60 millions d'euros (A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K) étant limité à 125 millions d'euros</p>	<p>Utilisation au cours de l'exercice : 54 545 454 euros⁽¹⁾</p>
<p><i>Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, par placement privé visé à l'article L. 411-2, II du Code monétaire et financier (D)</i> AG du 2 octobre 2018 7^{ème} résolution 26 mois</p>	<p>10 millions d'euros (A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K) étant limité à 125 millions d'euros</p>	
<p><i>Délégation de pouvoirs à l'effet d'émettre des actions et/ou des valeurs mobilières donnant accès immédiatement ou à terme à des actions à émettre par la Société en rémunération d'apports en nature constitués de titres de capital ou de valeurs mobilières donnant accès au capital (E)</i> AG du 2 octobre 2018 8^{ème} résolution 26 mois</p>	<p>10% du capital social (A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K) étant limité à 125 millions d'euros</p>	<p>Condition suspensive de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris</p>

Titres concernés Date d'assemblée générale (durée de l'autorisation / délégation et expiration)	Montant maximum d'augmentation de capital	Utilisation des délégations au cours de l'exercice
<i>Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme réservée aux adhérents de plans d'épargne (F)</i> AG du 2 octobre 2018 11 ^{ème} résolution 26 mois	1% du capital social (A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K) étant limité à 125 millions d'euros	
<i>Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, réservée aux collaborateurs du groupe à l'étranger (G)</i> AG du 2 octobre 2018 14 ^{ème} résolution 18 mois	1% du capital social (A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K) étant limité à 125 millions d'euros	
<i>Délégation de compétence à donner au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, réservée à Impala SAS (H)</i> AG du 2 octobre 2018 15 ^{ème} résolution 18 mois	10 millions d'euros (A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K) étant limité à 125 millions d'euros	Utilisation au cours de l'exercice : 6 500 402 euros ⁽¹⁾
Émissions avec droit préférentiel ou avec suppression du droit préférentiel		
<i>Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec maintien ou suppression du droit préférentiel de souscription (I)</i> AG du 2 octobre 2018 10 ^{ème} résolution 26 mois	Plafond égal à la limite prévue par la réglementation applicable (15% de l'émission initiale) (A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K) étant limité à 125 millions d'euros	
Attribution gratuite d'actions ou options de souscription		
<i>Autorisation à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions existantes ou à émettre au profit des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux du groupe ou de certains d'entre eux (J)</i> AG du 2 octobre 2018 12 ^{ème} résolution 38 mois	2% du capital social (A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K) étant limité à 125 millions d'euros	
<i>Autorisation à l'effet de consentir des options de souscription ou d'achat d'actions au profit des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux du groupe ou de certains d'entre eux (K)</i> AG du 2 octobre 2018 13 ^{ème} résolution 38 mois	2% du capital social (A)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G)+(H)+(J)+(K) étant limité à 125 millions d'euros	

(1) Augmentations de capital réalisées dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société, par décision du Conseil d'administration en date du 17 octobre 2018.

3.4.2 Conventions conclues par des dirigeants ou actionnaires avec des filiales ou sous-filiales de Neoen

En application de l'article L. 225-37-4 du code de commerce, le rapport sur le gouvernement d'entreprise doit mentionner, sauf lorsqu'elles sont des conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales, les conventions conclues, directement ou par personne interposée entre, d'une part, le directeur général, un administrateur, ou un actionnaire disposant de plus de 10 % des droits de vote de la Société et, d'autre part, une autre société dont Neoen possède, directement ou indirectement, plus de la moitié du capital.

La Société n'a pas connaissance de l'existence de telles conventions.

3.4.3 Éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique

Conformément à l'article L. 225-37-5 du Code de commerce, la Société doit exposer et, le cas échéant, expliquer les éléments susceptibles d'avoir une incidence, en cas d'offre publique d'achat ou d'échange. Parmi ces éléments figurent les accords conclus par la Société qui sont modifiés ou prennent fin en cas de changement de contrôle de la Société. Ainsi, il existe des clauses de changement de contrôle dans les contrats de financement.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas d'autres éléments susceptibles d'avoir une incidence, en cas d'offre publique d'achat ou d'échange.

4. DEVELOPPEMENT DURABLE ET RESPONSABILITE SOCIETALE

Neoen est un producteur indépendant d'énergie renouvelable qui a fait le choix de se focaliser sur des technologies matures et entièrement décarbonées pour pouvoir mettre à disposition du plus grand monde, partout où il est présent, l'énergie la plus compétitive. Conscient du rôle particulier qu'il doit jouer en matière de promotion du développement durable et de la responsabilité qui lui incombe de « donner l'exemple », Neoen développe, finance, construit et exploite ses projets selon les meilleurs standards de performance tels que définis par les grandes institutions internationales. Neoen a initié de façon volontaire une démarche de notation de sa responsabilité environnementale et sociétale par des organismes reconnus afin d'être à la pointe des meilleures pratiques. Au regard de son positionnement et des actions qu'il a mis en place, Neoen contribue de manière positive aux objectifs de développement durable. Au-delà de sa politique générale, Neoen a une vision de long terme et s'inscrit dans une démarche de pérennité de ses installations. Dans ce cadre, le Groupe veille tout particulièrement aux enjeux liés à l'acceptation locale de ses projets. Le Groupe est par ailleurs particulièrement attentif à la promotion de mesures sociales au bénéfice de ses propres salariés et au respect des principes de bonne gouvernance. En l'occurrence, le Groupe a adopté les recommandations du code Afep-Medef. Le lecteur est invité à se référer au chapitre 3 « *Rapport sur le gouvernement d'entreprise* » du présent document pour de plus amples informations.

À la date du présent rapport, la Société n'est pas soumise à l'exigence de préparation d'une déclaration de performance extra-financière, telle que prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce, dans la mesure où elle se situe en-dessous des seuils réglementaires.

4.1 UNE CONTRIBUTION POSITIVE AUX OBJECTIFS DE DEVELOPPEMENT DURABLE (ODD) DES NATIONS UNIES

Impacts directs

Au regard de son positionnement et des actions qu'il a mis en place, Neoen contribue de manière positive aux objectifs de développement durable (ODD), adoptés en septembre 2015 par 193 membres des Nations Unies, visant à mettre fin à la pauvreté, protéger la planète et garantir la prospérité pour tous. La contribution de Neoen porte plus directement sur l'objectif 7 (Energie propre et d'un coût abordable), en particulier ses cibles 7.1 (« d'ici à 2030, garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables et modernes, à un coût abordable ») et 7.2 (« d'ici à 2030, accroître nettement la part de l'énergie renouvelable dans le bouquet énergétique mondial »), mais également les objectifs 12 (Consommation et productions responsables) et 13 (Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques) qui sont ses objectifs prioritaires en lien immédiat avec son activité.

Impacts indirects

Neoen considère par ailleurs qu'au regard de son positionnement, qui est focalisé sur la commercialisation, partout où le Groupe est présent, de l'électricité la plus compétitive, à ou sous la parité réseau, il contribue à faciliter l'accès à un bien essentiel qui est l'électricité, et par là même participe à l'éradication de la pauvreté (objectif 1 – Pas de pauvreté) et à la réduction des inégalités au sein d'un même pays (objectif 10 – Réduction des inégalités) via la promotion de son activité économique. En outre, Neoen commercialise uniquement de l'énergie verte. Le Groupe contribue ainsi à réduire l'exposition des personnes en situation vulnérable aux phénomènes climatiques extrêmes (objectif 1.5) et agit contre la pollution et la contamination de l'air de façon à permettre à tous de vivre en bonne santé et promouvoir le bien-être à tout âge (objectif 3).

Neoen est un acteur éminemment local. Comptant plus de 23 nationalités, le Groupe a à cœur de favoriser l'emploi local, que ce soit de façon directe, dans ses propres filiales, ou de façon indirecte, en enjoignant ses co-contractants à avoir recours, autant que de possible, à une main d'œuvre et à des sous-traitants locaux pour favoriser le dynamisme de l'économie locale. Ainsi, en Zambie, la construction de sa centrale solaire de Bangweulu a nécessité, au plus fort de l'activité, l'emploi de plus de 800 travailleurs sur site, dont une très grande majorité de personnes locales.

Au Mexique, la construction de la centrale d'El Llano devrait mobiliser jusqu'à 820 personnes sur site durant sa construction. Cette exigence répond à l'objectif 8 (Travail décent et croissance économique) des ODD.

Neoen est un acteur responsable. En ligne avec sa charte interne, signée par chacun de ses collaborateurs, selon laquelle il s'engage à exercer son activité en évitant ou limitant, dans la mesure du possible, les atteintes à l'environnement autres que les atteintes visuelles inhérentes à l'activité concernée, Neoen a un prisme spécifique sur la protection de l'environnement et le respect de la biodiversité (objectif 15 – Vie terrestre).

Contribution de par les valeurs du Groupe et la mise en place de processus opérationnels ad hoc

La charte interne du Groupe formalise également les engagements du Groupe en matière sociale. En la matière, cette charte repose sur les principes suivants :

- santé et sécurité : le Groupe assure la sécurité de ses collaborateurs et veille à prévenir les risques sanitaires qu'ils encourent, notamment dans leurs déplacements au sein de pays présentant des risques particuliers ;
- respect des lois et réglementations locales : le Groupe respecte, et s'assure que ses collaborateurs respectent, les lois et réglementations de chacun des pays dans lesquels il opère. Plus particulièrement, des règles de conduite sont prévues afin de lutter contre les risques de corruption passive ou active ;
- obligation de reporting : afin de permettre un meilleur suivi par le Groupe du comportement éthique de ses collaborateurs, la charte prévoit des obligations de reporting auprès de la direction notamment en matière de conflits d'intérêts ou plus généralement en cas de risque de non-conformité à une réglementation locale. En outre, les employés disposent de la possibilité de recourir aux services d'un avocat, tiers à la Société, concernant toute difficulté qu'ils pourraient rencontrer, tant en termes d'interprétation des principes portés par la charte, que dans le cadre de son application.

Les principes de cette charte, et notamment l'accent particulier mis par le Groupe en faveur de la lutte contre la corruption, relèvent de l'objectif 16 (Paix, justice et institutions efficaces) des ODD. À noter qu'à la date du présent document, le Groupe n'a pas connaissance de la survenance passée ou de l'existence de comportements contrevenant aux dispositions de la charte Neoen.

Neoen construit des infrastructures pérennes. Dimensionnées pour produire de l'électricité à ou sous la parité réseau et non polluantes, elles bénéficient en général d'une excellente acceptation locale. Neoen a une vision long terme : il est en général l'actionnaire majoritaire voire l'unique actionnaire de ses infrastructures et a donc pour objectif l'optimisation du rendement de ses installations sur toute leur durée de vie. En conséquence, cela lui permet de prendre les décisions appropriées en termes de maintenance de ses installations. Dans certains cas, comme au Mozambique, la mise à disposition se fait sous forme de concessions limitées dans le temps (30 ans au Mozambique). L'attitude responsable de Neoen quant à la construction d'infrastructures résilientes, ayant qui plus est recours à une main d'œuvre locale qui est formée pour leur construction et leur exploitation, relève de l'objectif 9 (Industrie, innovation et infrastructure) des ODD.

Engagement sociétaux et culturels (philanthropie)

Enfin, et de façon complémentaire à ses activités, Neoen contribue régulièrement à des actions de philanthropie et de soutien à l'éducation et à la vie culturelle locales. Ainsi, au Salvador, Neoen a financé la réalisation d'une gigantesque fresque de l'artiste Fernando Llorca sur les murs de sa centrale solaire Providencia. En Australie, le Groupe a choisi de faire figurer des peintures aborigènes sur les mats des éoliennes de sa centrale de Hornsdale. Sur le plan philanthropique, en France, le Groupe a décidé de soutenir pour la première fois en 2018 l'organisation humanitaire Helen Keller International pour son projet unique PlanVue - qui a pour objectif de sensibiliser, dépister et traiter les troubles de la vue en milieu scolaire.

De même, courant 2018, le Groupe a missionné à Madagascar Electriciens Sans Frontières pour l'électrification de deux écoles construites par l'association à but non lucratif,

Se Tendre la Main. Sous réserve que cette action, qui doit être finalisée courant 2019, soit un succès, le Groupe pourrait être amené à pérenniser son programme d'électrification d'écoles en partenariat avec les deux organismes. Ces deux actions s'inscrivent dans le cadre de l'objectif 4 (Donner accès à l'éducation) qui est cher à Neoen.

4.2 LA PRISE EN COMPTE DES SUJETS RSE ET HSE DANS LA GESTION DES PROJETS DU GROUPE

Neoen s'inscrit dans une démarche de pérennité de ses installations. Dans ce cadre, le Groupe veille tout particulièrement aux enjeux liés à l'acceptation locale de ses projets.

4.2.1 Intégrer et impliquer l'ensemble des parties prenantes dans la gestion du projet

Dans toute sa chaîne de valeur, le Groupe veille au respect par lui-même, ainsi que par les personnes dont il répond, des principes environnementaux, sociaux et de loyauté qu'il s'est fixé ou auxquels il est astreint.

En phase de développement

Ainsi, l'implantation de chaque installation est décidée en concertation avec les autorités locales et les riverains. Des réunions publiques, systématiquement organisées, permettent de réunir les populations et communautés riveraines des projets. Ces réunions sont l'occasion pour les équipes de Neoen de présenter les intégrations paysagères du projet, les conclusions de l'étude d'impact social (dans les pays émergents) et environnemental du dit projet et les mesures d'accompagnement qui seront prises en conséquence, et plus généralement de s'inscrire dans une démarche de concertation auprès des populations locales de façon à être en mesure de proposer des solutions satisfaisantes pour le plus grand nombre. Dans ce cadre, des mesures d'accompagnement spécifique peuvent être proposées (par exemple, en France, le financement d'une patinoire, la mise en place de parcours pédagogiques etc.). En Australie, un site internet dédié par projet est mis en ligne dès les prémices du développement du projet afin que tout un chacun puisse avoir accès à l'ensemble des informations disponibles sur le projet et puisse au besoin contacter l'équipe en charge du développement du projet. Un cahier de doléances en ligne est également disponible.

Le Groupe peut par ailleurs prendre des mesures spécifiques en faveur des populations locales, notamment en Australie Occidentale où le Groupe réalise, avant chaque projet, une étude de préservation des populations aborigènes (*Aboriginal Heritage Survey Report*) soumis au *Department of Planning, Lands and Heritage* d'Australie Occidentale. Au Salvador, le développement des deux projets du Groupe a été mené dès leurs débuts en étroite concertation avec des fonds dédiés au développement de projets sociaux pour le bénéfice des populations locales.

En phase de construction

Le Groupe s'attache à retenir des fournisseurs responsables et respectueux des normes les plus exigeantes et assure ensuite un contrôle du respect de ces règles, notamment à travers leur intégration dans les contrats *EPC (Engineering Procurement Construction)* ou les contrats de fourniture d'aérogénérateurs conclus par le Groupe. Ainsi, dans sa politique d'achats, le Groupe choisit selon des processus normés des fournisseurs de panneaux solaires, turbines éoliennes et autres composants du système (composants *BOS* et *BOP*) dont les produits proviennent d'usines certifiées ISO 9001 et ISO 14001. Le Groupe visite systématiquement les usines de ses principaux fournisseurs potentiels avant d'initier une relation d'affaires. Par la suite, il s'attachera à réitérer ces visites aussi souvent que possible, à raison, à minima, d'une fréquence d'une visite par an.

Quel que soit le pays dans lequel ses projets se situent, le Groupe travaille uniquement avec des contractants *EPC* de premier rang qui ne pourront être choisis qu'après un processus rigoureux de pré-sélection.

En particulier, et dans les pays émergents, une attention particulière est portée sur la lutte contre la corruption : tout co-contractant dont le chiffre d'affaires dépasse le seuil des 75 000 dollars US doit produire un *Compliant Policy* avant d'entamer toute activité au bénéfice du Groupe. Les conclusions

des études sociales (dans les pays émergents) et environnementales sont partagées avec les contractants *EPC* au stade de leur sélection. Les contractants *EPC* doivent ensuite mettre en œuvre les plans d'actions sociales (dans les pays émergents) et environnementales et s'engager notamment à faire appel, autant que de possible, à des sous-traitants locaux et à une main d'œuvre locale. Dans certains cas, comme en Zambie ou en Jamaïque, ces plans d'actions peuvent se décliner en plans d'actions spécifiques au profit des communautés (*Community Engagement and Development Plan*) et le travail sur site être encadré par un contrat dédié (*Site Labour Agreement*). Au stade de la contractualisation, le Groupe envoie au contractant *EPC* les lignes directrices en matière d'hygiène, sécurité et environnement (« HSE ») intégrées au sein d'un plan, réalisé par son service construction (*Health, Safety and Environment Management Plan* ou « HSEMP »). Ces lignes directrices HSE sont établies en ligne avec la réglementation en France ou en Australie, où le Groupe estime que la réglementation locale est suffisamment contraignante, et au-delà des réglementations locales dans les autres pays, notamment les pays émergents. En ce cas, le Groupe se référera notamment aux guidelines de l'*International Finance Corporation* (IFC). Les lignes directrices HSE sont systématiquement annexées aux contrats *EPC* et *O&M* et s'appliquent à l'encontre de l'ensemble des contractants du Groupe, ainsi qu'à leurs sous-traitants.

En plus du responsable du suivi de la construction, des organismes tiers dédiés sont en charge de valider la bonne application de ces mesures sociales et environnementales et plus généralement du respect sur site des règles fondamentales prônées par l'Organisation Internationale du Travail (OIT) et la Convention Européenne des Droits de l'Homme (pour les pays en développement). En France, par exemple, ces contrôles sont confiés à des entités (Apave, Socotec, Bureau Veritas, etc.) qui endossent le rôle de coordinateur en matière de sécurité et de protection de la santé (CSPS) et établissent un plan général de coordination (PCG) fixant les consignes de sécurité et de santé à respecter sur les chantiers du Groupe. Dans les autres pays, le contrôle est aussi réalisé par des organismes tiers dédiés et à la réputation établie, qui établissent des rapports de suivi mensuels. L'organisme tiers HSE peut alerter le manager du projet ou la société mère à tout moment s'il constate le non-respect d'un engagement. Dans certains cas, à l'instar de la Zambie, un *Community Liaison Officer* dédié pourra aussi être nommé dès le lancement de la construction du projet et pour toute la durée de son exploitation.

En phase d'exploitation

Une fois que l'installation est entrée en exploitation, le suivi des principes HSE est délégué au prestataire qui assure la maintenance de l'installation (prestataire *O&M*) qui est, la plupart du temps, le contractant *EPC* ou le fournisseur d'aérogénérateurs, en coordination avec le gestionnaire d'actif (asset manager) du Groupe. Le reporting HSE auprès du Groupe est effectué sur une base mensuelle et porte sur les accidents du travail, la poursuite de la bonne application des mesures préconisées par l'étude d'impact environnemental ainsi que la mise en œuvre des règles applicables à l'installation. Tous les systèmes de management HSE du Groupe sont établis en utilisant les lignes directrices des normes OHSAS 18001 et ISO 14001.

En parallèle, le Groupe supervise attentivement la performance de ses installations ainsi que la satisfaction des populations riveraines et des communautés qui bénéficient des retombées économiques positives des projets par le biais des taxes et de la location du foncier. Enfin, dans de nombreux cas, conscient du rôle qu'il peut jouer dans le développement local, le Groupe continue à soutenir activement des projets d'économie sociale et solidaire, notamment :

- en Australie où la plupart des projets sont associés à des fonds communautaires créés de façon ad hoc, pour chaque projet. Ainsi, en Australie méridionale, le Groupe a fondé le « *Hornsdale Wind Farm Community Fund* », dont l'objectif est de financer des initiatives locales dans la région de Jamestown. Administré conjointement avec un élu local et des représentants de la communauté, le fonds sera financé à hauteur de 120 000 dollars australiens par an pendant 20 ans.

39 projets ont ainsi été soutenus en 2017 et 2018, parmi lesquels la construction d'un jardin pour enfants ou l'installation de panneaux solaires sur le site commémoratif de Gladstone.

Par ailleurs, un *Aboriginal community fund* abondé à hauteur de 50 000 dollars australiens par Hornsdale Asset Co pendant 25 ans, à destination des *Ngadjuri and Nukunu Aboriginal Corporations* a été créé pour la préservation de la culture aborigène ;

- au Salvador où 3% des revenus générés par les centrales photovoltaïques de Providencia et de Capella sont et seront reversés, respectivement, à des projets de développement social, en coordination avec le Fonds d'Investissement Social pour le Développement Local pour Providencia (le Fonds d'Investissement Social pour le Développement Local développe des projets locaux tels que des routes, l'approvisionnement en eau et en électricité ou la réfection d'écoles), en coordination avec la fondation salvadorienne FUSAL pour Capella ;
- en Zambie où 0,5% des revenus générés par la centrale seront reversés à Community Development Plan en faveur des communautés riveraines au projet ;
- au Mozambique où il est prévu la poursuite de la participation des projets au financement de l'économie locale dès la mise en service du projet ;
- au Portugal où le Groupe soutient l'université de Coruche, site d'implantation de sa centrale photovoltaïque en finançant des bourses étudiantes de trois ans destinées à valoriser le cursus académique des énergies renouvelables et à former les futurs acteurs de l'industrie. Le Groupe a par ailleurs mis en place un programme de financement sur 5 ans avec l'agence municipale de l'énergie de Seixal dont l'objectif est la promotion d'une consommation plus rationnelle de l'énergie, l'augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables et le développement durable de la municipalité.

Depuis l'été 2018, le Groupe a créé un comité HSE qui se réunit à une fréquence trimestrielle et est composé de membres du management et du personnel salarié du Groupe. Les règles HSE prônées par le Groupe ont pour objectif de n'avoir ni accident, ni blessure, ni pollution sur le lieu de travail, notamment sur les chantiers du Groupe mais aussi durant les phases de développement et d'exploitation de ses projets. Ces objectifs sont définis, au sein du cahier des charges HSE établi par le Groupe, comme suit:

- éviter toute blessure sérieuse du personnel ;
- améliorer les conditions et réduire les risques de chaque poste de travail ;
- promouvoir la remontée proactive d'informations sur les presque accidents et les situations dangereuses ;
- promouvoir la culture HSE du Groupe (visites de site, quart d'heure sécurité, audits, formations...) ;
- réduire tant que possible l'utilisation et les risques de déversement de substances dangereuses.

Le comité HSE a pour mission d'assurer un contrôle de la performance du Groupe en matière de politique HSE via le suivi, sur une base consolidée, de tous les indicateurs relatifs à ces objectifs. Ces indicateurs concernent ainsi directement les équipes du Groupe mais aussi tous les effectifs de des co-contractants travaillant sur les sites du Groupe, essentiellement durant la phase de construction.

4.2.2 Une politique proactive en matière environnementale et de protection de la biodiversité

Le Groupe porte une attention particulière au respect des conditions de vie des espèces présentes sur les sites de ses projets ainsi qu'à la protection des paysages. Pour chaque projet et quel que soit le pays, une évaluation des impacts environnementaux, l'étude d'impact (réalisation d'études botaniques, avifaunes, paysagères, acoustiques, etc.), est réalisée afin d'établir les mesures d'accompagnement qui devront être mises en place durant la construction mais aussi l'exploitation du projet. Plusieurs engagements environnementaux et en faveur de la biodiversité sont ainsi pris de façon formelle par le Groupe parmi lesquels on peut citer :

- des phases de construction limitées afin de limiter les nuisances durant la période de reproduction des espèces environnantes ;
- la construction de réseaux de drainage des eaux concomitamment à la construction de l'installation ;
- la construction de corridors pour faciliter la mobilité des espèces animales autochtones ;
- le suivi d'indicateurs d'évolution des espèces animales sur site ;

- le défrichage des terres afin de lutter contre la propagation des incendies et faciliter la circulation des véhicules de pompiers ;
- la préservation du patrimoine historique présent sur place ;
- la limitation des nuisances sonores, notamment en matière d'éoliennes.

À titre d'exemple, en France, la centrale de Cestas intègre des mesures environnementales comme la préservation de zones humides, protection des espèces végétales et animales du site (notamment les papillons), et l'intégration paysagère totale réalisée par la plantation de haies en bordure de la centrale. Par ailleurs, l'équivalent de l'intégralité de la surface occupée par la centrale de Cestas a été reboisée dans le même département, grâce à un financement apporté par ce projet. Au Portugal, au moment de la construction de la centrale de Seixal, plus de mille arbres et arbustes d'origine locale ont été plantés autour de l'installation pour en favoriser l'intégration paysagère. En Australie, la centrale de Hornsdale a été conçue de sorte à assurer la préservation des lézards gris sur le site. En Jamaïque, le Biodiversity Management Plan du projet Paradise Park exige la cessation de toute activité en présence du crocodile de Jamaïque (espèce protégée), le temps que la NEPA (*National Environment and Planning Agency*) puisse envoyer une équipe sur place capturer l'animal et le relâcher dans une autre zone.

L'ensemble des équipes de développement, construction et exploitation du Groupe sont formées à la protection de l'environnement et au respect de la biodiversité. La bonne application des mesures d'accompagnement préconisée par l'étude d'impact fera l'objet d'un suivi attentif par un tiers, et ce durant la construction et la plus grande partie de la vie du projet.

Enfin, en ligne avec sa charte, selon laquelle il s'engage à exercer son activité en évitant ou limitant, dans la mesure du possible, les atteintes à l'environnement autres que les atteintes visuelles inhérentes à l'activité concernée, le Groupe se conforme à l'ensemble des obligations qui lui sont applicables, notamment en matière de respect des normes et constitution des provisions et garanties pour le démantèlement de ses installations à la fin de leur exploitation. Pour la collecte et le recyclage de ses parcs solaires, le Groupe adhère à PV Cycle, organisation qui gère un système opérationnel de collecte et de recyclage pour les panneaux photovoltaïques en fin de vie dans toute l'Europe. Plus généralement, le Groupe veille à laisser un site propre derrière lui et réutilisable pour d'autres installations de production d'énergie renouvelable.

4.3 MESURE DES IMPACTS

Le Groupe a pour principal indicateur consolidé de mesure de son action la quantification de tonnes de carbone de CO₂ évitées grâce à l'exercice de son activité. Par ailleurs, la portée des actions initiées par le Groupe fait l'objet d'une large reconnaissance de la part d'organismes tiers.

4.3.1 Émissions de carbone évitées

En tant qu'acteur responsable dans le domaine des énergies renouvelables, le Groupe participe activement, de par la nature même de son activité, aux enjeux mondiaux en matière de lutte contre l'émission de gaz à effet de serre et le changement climatique. Ainsi, au cours des exercices clos le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2018, le Groupe a évité l'émission, respectivement, de 810 239 et 1 494 678 tonnes de CO₂, selon ses propres calculs qui résultent de l'application stricte de la méthodologie dédiée proposée par la Banque européenne d'investissement (BEI).

Le Groupe a missionné Deloitte pour la revue de conformité de sa compréhension de la méthodologie BEI et des formules qu'il a appliquées.

4.3.2 Reconnaissance de la part d'organismes tiers

4.3.2.1 Évaluation du Groupe par l'agence Vigeo Eiris

Dans la droite lignée de son positionnement et de ses convictions, le Groupe a eu très tôt à cœur d'intégrer la composante environnementale dans les modes de financement de ses projets. Ainsi, il a réalisé sa première émission obligataire verte (*green bonds*) en octobre 2015, d'un montant de 40 millions d'euros, destinés à financer 13 projets solaires et éoliens, situés en France et au Portugal et totalisant une puissance installée de 100 MW. Cette modalité de financement a été renouvelée en décembre 2017, par l'émission de *green bonds* pour un montant maximum de 245 millions d'euros destinés au financement d'un portefeuille de projets éoliens terrestres et solaires en Australie, en Amérique latine et en France totalisant 1,6 GW de puissance installée cumulée. Ces financements ont été validés en tant que *green bonds*, conformes aux principes applicables aux obligations vertes (*green bonds principles*) tels que publiés par l'*International Capital Market Association (ICMA)* en 2015 et 2017, par l'agence Vigeo Eiris, expert reconnu en développement durable, à la suite de sa *due diligence* « ESG » (Environnementale, Sociale et Gouvernance) sur le Groupe.

En septembre 2018, le Groupe a initié une démarche de *corporate rating* auprès de Vigeo Eiris sur une base volontaire. Il en a résulté une note A1 qui représente l'appartenance du groupe au 1^{er} quartile des entreprises notées par Vigeo Eiris et place Neoen dans les 4 premiers pourcents des entreprises les mieux notées par l'organisme.

4.3.2.2 Distinction par le *Climate Bonds Standard Board*

En mars 2019, le Groupe s'est vu spontanément décerner par le prestigieux *Climate Bonds Standard Board* la certification *Green Loan* du financement de son projet qu'il a mis en place au Mexique pour son projet photovoltaïque d'El Llano.

4.4 PLAN DE VIGILANCE

A la date du présent document, au regard du nombre de salariés employés, la société n'est pas tenue d'élaborer un plan de vigilance tel que prévu à l'article L. 225-102-4 du code de commerce.

5. ÉTATS FINANCIERS ET RAPPORTS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES
5.1 COMPTES CONSOLIDÉS DU GROUPE NEOEN AU 31 DECEMBRE 2018

Compte de résultat consolidé

<i>En milliers d'euros</i>		31.12.2018	31.12.2017
Ventes d'énergies sous contrat		194 564	119 445
Ventes d'énergies sur le marché		27 810	16 174
Autres produits		5 252	3 685
Chiffre d'affaires	5	227 626	139 304
Achats de marchandises et variation de stocks	6	(9 293)	(4 345)
Charges externes et de personnel	7	(49 848)	(38 452)
Impôts, taxes et versements assimilés	8	(4 853)	(3 489)
Quote-part du résultat net des entreprises associées		765	424
Autres produits et charges opérationnels courants	9	9 997	8 741
Amortissements et provisions opérationnels courants	10	(65 432)	(41 466)
Résultat opérationnel courant		108 963	60 717
Autres produits et charges opérationnels non courants	11	(7 316)	(3 987)
Amortissements et provisions opérationnels non courants	11	1 524	(3 032)
Résultat opérationnel		103 171	53 698
Coût de l'endettement financier		(65 606)	(37 734)
Autres produits et charges financiers		(8 305)	1 348
Résultat financier	12	(73 910)	(36 386)
Résultat avant impôts		29 261	17 312
Impôts sur les résultats	13	(15 738)	(6 879)
Résultat net de l'exercice des activités poursuivies		13 523	10 433
Résultat net des activités non poursuivies		-	-
Résultat net de l'ensemble consolidé		13 523	10 433
<i>Résultat net - part du groupe</i>		12 365	12 454
<i>Résultat net - intérêts minoritaires</i>		1 158	(2 021)
<i>Résultat part du groupe par action - avant dilution (en euros)</i>		0,195	0,195
<i>Résultat part du groupe par action - après dilution (en euros)</i>		0,192	0,191

État du résultat global

L'état du résultat global présente le résultat net de la période ainsi que les produits et charges, de la période, comptabilisés directement en capitaux propres en application des normes IFRS.

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Résultat net de l'ensemble consolidé	13 523	10 433
Différences de conversion	(15 746)	(13 908)
Couverture de flux de trésorerie (swaps de taux d'intérêt)	(17 170)	(4 499)
Impôts différés liés aux couvertures de flux de trésorerie	4 558	773
Éléments recyclables par résultat	(28 358)	(17 634)
Autres	-	-
Éléments non recyclables par résultat	-	-
Résultat global de l'ensemble consolidé	(14 835)	(7 201)
<i>Dont résultat global - part du groupe</i>	<i>(14 662)</i>	<i>(2 898)</i>
<i>Dont résultat global des participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>(173)</i>	<i>(4 303)</i>

Bilan consolidé

	Notes	31.12.2018	31.12.2017
<i>En milliers d'euros</i>			
Ecarts d'acquisition		-	-
Immobilisations incorporelles	14	121 672	105 042
Immobilisations corporelles	15	1 702 717	1 249 197
Participations dans les entreprises associées et co-entreprises	16	6 713	7 039
Instruments financiers dérivés non courants	26	5 834	6 119
Actifs financiers non courants	17	105 968	78 377
Impôts différés actifs	27	39 075	26 264
Total des actifs non courants		1 981 979	1 472 038
Stocks	19	349	453
Clients et comptes rattachés	20	33 755	29 024
Autres actifs courants	21	48 946	47 483
Instruments financiers dérivés courants	26	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	22	503 832	260 000
Total des actifs courants		586 882	336 960
Actifs non courants et groupe d'actifs destinés à être cédés		-	-
Total de l'actif		2 568 861	1 808 998
<i>En milliers d'euros</i>			
Capital		169 915	107 964
Primes		500 784	64 027
Réserves		(35 190)	(20 340)
Actions propres		(2 741)	(20)
Résultat de l'exercice - part du groupe		12 365	12 454
Capitaux propres part du groupe		645 133	164 086
Intérêts ne conférant pas le contrôle		10 140	13 462
Capitaux propres	23	655 273	177 548
Provisions non courantes	24	10 573	5 795
Financements des projets - non courant	25	1 511 821	1 200 933
Financements corporate - non courant	25	13 850	15 250
Instruments financiers dérivés non courants	26	33 270	17 475
Impôts différés passifs	27	37 782	21 221
Total des passifs non courants		1 607 297	1 260 674
Provisions courantes	24	-	-
Financements des projets - courant	25	122 524	94 974
Financements corporate - courant	25	2 241	63 179
Instruments financiers dérivés courants	26	7 056	7 369
Fournisseurs et comptes rattachés	28	136 527	157 355
Autres passifs courants	29	37 943	47 899
Total des passifs courants		306 292	370 776
Passifs liés à un groupe d'actifs destinés à être cédés		-	-
Total du passif		2 568 861	1 808 998

Tableau de variation des capitaux propres

En milliers d'euros

	Capital	Primes	Réserves et résultats	Actions propres	Autres éléments du résultat global	Capitaux propres - part du groupe	Participations ne conférant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Capitaux propres au 31 décembre 2016	105 908	62 928	5 561	(510)	(10 135)	163 752	11 248	175 001
Distribution de dividendes	-	-	(0)	-	-	(0)	(2 079)	(2 079)
Augmentation de capital	2 057	1 099	(217)	-	-	2 938	8 385	11 323
Paiement en actions	-	-	784	-	-	784	-	784
Autres transactions avec les détenteurs d'intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	(985)	-	22	(963)	216	(746)
Variation des actions propres	-	-	-	490	-	490	-	490
Variations de périmètre et autres variations	-	-	(18)	-	0	(18)	(6)	(23)
Total des transactions avec les actionnaires	107 964	64 027	5 126	(20)	(10 113)	166 984	17 765	184 749
Résultat global de la période	(0)	-	12 454	-	(15 352)	(2 898)	(4 303)	(7 201)
Capitaux propres au 31 décembre 2017	107 964	64 027	17 580	(20)	(25 465)	164 086	13 462	177 548
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	(3 758)	(3 758)
Augmentation de capital	55 450	386 287	(0)	-	-	441 738	551	442 288
Paiement en actions	-	-	2 473	-	-	2 473	-	2 473
Autres transactions avec les détenteurs d'intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	(2 528)	-	(223)	(2 751)	58	(2 694)
Variation des actions propres	-	-	-	(2 721)	-	(2 721)	-	(2 721)
Variations de périmètre et autres variations	6 500	50 470	205	-	(205)	56 970	(0)	56 970
Total des transactions avec les actionnaires	169 915	500 784	17 730	(2 741)	(25 893)	659 795	10 313	670 108
Résultat global de la période	0	(0)	12 365	-	(27 027)	(14 662)	(173)	(14 835)
Capitaux propres au 31 décembre 2018	169 915	500 784	30 095	(2 741)	(52 920)	645 133	10 140	655 273

Tableau des flux de trésorerie consolidés

<i>En milliers d'euros</i>	Notes	31.12.2018	31.12.2017
Résultat net de l'exercice		13 523	10 433
Éliminations :			
de la quote-part de résultat dans les entreprises associées		(765)	(424)
de la charge (produit) d'impôt différé		8 028	4 140
des amortissements et provisions	10 & 11	63 527	42 945
de la variation de juste valeur au résultat des instruments financiers dérivés		1 743	(1 344)
des plus ou moins-values de cession		3 580	2 255
des charges et produits calculés liés aux paiements en actions		2 473	784
des autres produits et charges sans incidence de trésorerie		(329)	(32)
de la charge (produit) d'impôt courant	8	7 710	2 738
du coût de l'endettement financier net	12	65 606	33 728
Incidence de la variation du BFR	18	(5 960)	(16 217)
Impôts décaissés (encaissés)		(2 653)	(3 643)
Flux de trésorerie opérationnels des activités destinées à être cédées		-	-
Flux net de trésorerie liés aux activités opérationnelles		156 483	75 364
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise	4	(18 854)	(7 676)
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée	4	818	2 339
Incidence des changements de contrôles		-	-
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	14 & 15	(483 862)	(468 007)
Subventions d'investissement reçues		-	-
Cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	14 & 15	350	1 093
Acquisition d'actifs financiers		(31 337)	(11 396)
Dividendes reçus		822	426
Cession d'actifs financiers		(23)	-
Flux de trésorerie de financement des activités destinées à être cédées		-	-
Flux net de trésorerie liés aux activités d'investissement		(532 087)	(483 220)
Augmentation de capital de la société mère	23	441 738	3 155
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations de capital	23	553	8 165
Cession (acquisition) nette d'actions propres	23	(2 721)	490
Emission d'emprunts	25	412 674	716 248
Dividendes payés		(3 758)	(2 079)
Remboursement d'emprunts	25	(161 121)	(114 488)
Intérêts financiers nets versés		(62 599)	(37 632)
Flux de trésorerie de financement des activités destinées à être cédées		-	-
Flux net de trésorerie liés aux activités de financement		624 767	573 860
Incidence de la variation des taux de change		(5 051)	(5 032)
Incidence des changements de principes comptables		-	-
Effet du reclassement de la trésorerie des actifs non courants ou groupe d'actifs destinés à être cédés		-	-
Variation de trésorerie		244 111	160 972
Trésorerie à l'ouverture		259 721	98 749
Trésorerie à la clôture	22	503 832	259 721
Variation de la trésorerie nette		244 111	160 972

Notes aux états financiers consolidés

1. Informations générales

Le Groupe Neoen développe et exploite des centrales de production d'électricité, de chaleur à partir d'énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse) et de stockage.

Avec près de 2,3 GW de projets en opération et construction (dont 237 MW sous gestion) et 0,9 GW de projets awarded au 31 décembre 2018 (soit 3,2 GW de projets sécurisés – portefeuille *secured*), Neoen est le 1er producteur indépendant français d'énergies renouvelables. Le Groupe continue sa croissance avec un pipeline de projets en développement avancé de 4,5 GW (*advanced pipeline*) et plus de 4 GW de projets au stade early stage.

Le Groupe exerce ses activités sur les zones Europe - Afrique, Australie et Amériques.

Précédemment société par actions simplifiée et domiciliée en France, la Société a été transformé en société anonyme lors de l'assemblée générale du 12 septembre 2018.

Suite au déménagement intervenu au début du 2^{ème} semestre 2018, son siège social est désormais situé au 6 rue Ménars, 75002 Paris.

Les modalités d'établissement de ces comptes sont décrites en Note 3 « Méthodes comptables ».

Les états financiers sont présentés en milliers d'euros et ont été arrêtés par le conseil d'administration en date du 17 avril 2019 et seront soumis à l'approbation de l'assemblée générale du 28 juin 2019.

2. Faits marquants de l'exercice

Introduction en bourse

Le 16 octobre 2018, Neoen a réalisé avec succès son introduction en bourse sur le compartiment A du marché réglementé d'Euronext à Paris. Le prix de l'offre a été fixé à 16,50 euros par action, valorisant le Groupe à un peu plus de 1,4 milliard d'euros. En particulier, cette opération, à dominante primaire, lui a permis de lever 450 millions d'euros grâce à l'émission d'actions nouvelles (sur un total de levée de 697 millions d'euros, option de surallocation comprise), montant qui sera entièrement alloué à la poursuite de la forte croissance du Groupe. Pour rappel, le Groupe vise une capacité installée et en construction d'au moins 5 GW à horizon 2021.

Impala, l'actionnaire majoritaire et historique du Groupe, a injecté près de 170 millions d'euros dans l'opération de façon à conserver le contrôle du Groupe.

Le 3 décembre 2018, Neoen a confié à Kepler Chevreux la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Développement

Neoen continue son développement à l'international, en se concentrant tout d'abord sur les pays où le Groupe est déjà présent, et sur des pays faisant partie des mêmes clusters dans les zones Europe - Afrique, Australie et Amériques, en identifiant des opportunités et en établissant la faisabilité des projets.

Ainsi le portefeuille du Groupe a évolué en volume avec 2 008 MW de nouveaux projets sur la période (net des projets non poursuivis et hors projets « early stage »), et 19 MW sont imputables à une réévaluation de la puissance des projets développés.

En Amériques, le développement a poursuivi son évolution positive cette année : 556 MW de projets toutes technologies confondues sont entrés au portefeuille. Cela permet à Neoen de conforter la zone Amériques comme son troisième pôle de développement, après l'Australie et l'Europe - Afrique.

L’Australie est la région la plus importante en termes de mégawatts sécurisés. Cette progression est révélatrice de la performance du développement de Neoen à l’international. Un certain nombre de projets totalisant 1 100 MW dont 350 MW de stockage et 750 MWh de solaire sont entrés dans le portefeuille du Groupe cette année.

En Europe - Afrique, 384 MW de projets sont entrés en portefeuille en France, 113 MW en Finlande et 16 MW en Irlande. Avec 5 projets solaires remportés pour une capacité totale de 66 MW, Neoen a par ailleurs été le premier lauréat de l’appel d’offres gouvernemental bi-technologique français dont les résultats ont été annoncés au mois de novembre : ces projets sont ainsi passés du statut de *tender ready* à *awarded*. Au Mozambique, fin 2018, Neoen a signé un contrat de concession de 30 ans pour sa centrale solaire de Metoro. La signature de ce contrat entérine la finalisation du développement du projet. Metoro, 41 MWh, est à ce jour plus grande centrale solaire en cours de développement au Mozambique.

Ces gains sont atténués par des projets non poursuivis pour -160 MW.

Les frais de développement sont activés en immobilisations incorporelles (Note 14).

Construction

La construction des projets a un impact significatif sur la croissance des immobilisations corporelles du Groupe que nous retrouvons en note 15.

En Australie, le projet éolien de Bulgana, d’une puissance de 194 MW, a commencé sa phase de construction en mars. A cette puissance éolienne de 194 MW s’ajoute une composante stockage, d’une puissance de 20 MW / 34 MWh, composée de batteries lithium-ion fournies par Tesla. Cette dernière servira à lisser l’alimentation électrique d’une ferme horticole qui doit être construite par la société australienne Nectar Farms. Le reste de l’électricité et les certificats verts seront vendus au gouvernement de l’état de Victoria dans le cadre d’un PPA de 15 ans.

Le projet solaire Numurkah, d’une puissance de 128 MWh, est entré en construction en août.

En France, des projets solaires gagnés à l’AO CRE 3 (Lugos, Miremont, Bram, Saint-Avit) ainsi que certains des projets gagnés à l’AO CRE 4 (Azur Est, Azur Sud, Cap Découverte 4bis, Corbas, Saint-Eloy) sont entrés en construction pour un total de 78 MWh.

Les projets éoliens Auxois Sud II et Les Hauts Chemins, de respectivement 16 MW et 14 MW, sont entrés en construction aux mois de février et d’août.

Après le succès du projet de stockage Hornsdale Power Reserve en Australie, Neoen continue d’être pionnier sur cet axe en développant des opportunités dans les zones sur lesquelles le Groupe opère, notamment en France, où Neoen a lancé en novembre la construction de la plus grande centrale de stockage stationnaire d’électricité, Azur Stockage, d’une capacité de 6 MW pour une puissance de stockage de 6 MWh.

En Finlande, le projet éolien Hedet est entré en construction fin 2018 pour une puissance de 81 MW.

Pendant 10 ans, Google achètera 100% de l’électricité verte qui sera produite par le parc éolien, détenu à 80,1% par Neoen et à 19,9% par Prokon Finland.

En Jamaïque, le projet solaire Paradise Park est entré en construction en juin 2018 pour une puissance de 51 MWh.

Au Salvador, le projet Capella Solar est entré en construction en décembre 2018 pour une puissance de 140 MWh. A cette puissance solaire s’ajoute une batterie de 3 MW / 1,5 MWh.

Financement

En mai 2018, Neoen, actionnaire majoritaire du projet, a réalisé le closing financier de son parc solaire jamaïcain avec Proparco et FMO. Ce projet représente un investissement total de 64 millions de dollars US.

En juin 2018, Neoen a signé un contrat cadre pour le financement participatif des projets remportés lors de l’appel d’offres CRE 4. Comme le prévoit la Commission de Régulation de l’Energie (CRE), les

producteurs faisant appel au financement participatif pour le financement de projets d'énergies renouvelables bénéficient d'un tarif de rachat de l'électricité bonifié. La centrale photovoltaïque Cap Découverte 4 bis a été le premier projet de Neoen à s'être ouvert au financement participatif.

En octobre 2018, Neoen a lancé une campagne de financement participatif pour les 2 phases de la centrale de Corbas (Corbas 1 et 3), parc d'ombrières photovoltaïques situé sur les communes de Corbas et de Saint-Priest, près de Lyon, et du projet solaire au sol d'Azur Est, dans la région Nouvelle Aquitaine.

En novembre 2018, Neoen a conclu pour 133 millions de dollars US le financement de Capella Solar, parc photovoltaïque de 140 MWc au Salvador, avec FMO, BID Invest et Proparco. Détenu à 100% par Neoen, Capella Solar devrait être mis en service début 2020. Ce montant d'investissement inclut le coût d'une batterie lithium-ion LG Chem de 3 MW / 1,5 MWh qui sera installée par Nidec.

Les financements mis en place durant la période sont détaillés en note 25.

Exploitation

En Australie, dans l'état de New South Wales les trois projets sélectionnés à l'appel d'offres de l'ARENA (Australian Renewable Energy Agency), Parkes, Griffith et Dubbo, sont entrés en exploitation aux premier et deuxième trimestres 2018. Ces trois projets représentent un total de 131 MWc.

La centrale solaire de Coleambally a été mise en service au quatrième trimestre 2018. Forte d'une capacité installée de 189 MWc, Coleambally est détenue à 100% par Neoen et est la plus grande centrale solaire jamais mise en exploitation sur le sol australien.

Au mois de décembre 2018, Neoen a célébré le 1^{er} anniversaire de l'exploitation de sa centrale de stockage Hornsdale Power Reserve, révélant des performances de son actif bien supérieures aux attentes. En particulier, l'étude réalisée par l'expert indépendant Aurecon a montré que Hornsdale Power Reserve (HPR) a contribué à générer près de 40 millions de dollars australiens d'économies, en se substituant à des alternatives plus coûteuses et moins réactives pour réguler la fréquence réseau.

En France, les parcs éoliens de Champs d'Amour (9 MW), Pays Chaumontais (14 MW) et Chassepain (20 MW) et la centrale solaire de Lugos (12 MWc) ont été mis en service respectivement aux mois de janvier, avril et juin pour les deux derniers.

Les centrales solaires Lagarde d'Apt (7 MWc), Cap Découverte 4 bis (5 MWc) et Bram (5 MWc) sont entrées en opération durant le second semestre.

Neoen a augmenté sa base d'actifs en exploitation de 391 MW atteignant 1 492 MW – contrôlés ou non – au 31 décembre 2018.

Un actif non-contrôlé correspond à un projet dans lequel le Groupe a une participation minoritaire et non contrôlante mais dont il supervise les opérations : les seules centrales concernées sont certaines centrales du parc solaire de Cestas, pour des questions règlementaires, ainsi qu'une centrale au Portugal (Seixal) détenue à 50%.

Les mises en service de la période expliquent l'évolution des ventes d'énergies détaillée en note 5.

Acquisition / M&A

Le Groupe a acquis au 1^{er} semestre 2018 la société projet Hedet Vindpark. Cette transaction, comptabilisée en immobilisations incorporelles, permet à Neoen d'acquérir des projets en cours de développement. Ils seront amortis linéairement au même rythme que les centrales auxquelles ils sont liés (Note 14).

Au 2nd semestre 2018, le Groupe a cédé les sociétés Melissa et Manosque Ombrière.

En 2018, le Groupe a porté ses participations à 100 % dans FieldFare Argentina et Altiplano Solar (Argentine), ainsi que Jiboa Solar et Capella Solar (Salvador).

3. Méthodes comptables

Les états financiers du Groupe Neoen pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 comprennent :

- Les états financiers de la société Neoen
- Les états financiers de ses filiales
- La quote-part dans l'actif net et dans le résultat des sociétés mises en équivalence (coentreprises et entreprises associées)

a. Référentiel

Les états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 ont été établis en conformité avec le référentiel IFRS (International Financial Reporting Standards) tel qu'adopté par l'Union Européenne au 31 décembre 2018.

Les principes et méthodes comptables retenus pour l'établissement des comptes consolidés 2018 sont identiques à ceux utilisés par le Groupe pour l'élaboration des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017 à l'exception des nouvelles normes applicables suivantes :

Normes, interprétations et amendements aux normes d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2018 :

Le Groupe a appliqué pour la première fois les normes IFRS 9 « Instruments financiers » et IFRS 15 « Produits des activités ordinaires » tirés des contrats conclus avec des clients.

IFRS 9 « Instruments financiers »

La norme IFRS 9 « Instruments financiers » est entrée en vigueur au 1er janvier 2018.

Dans le cadre de la transition à IFRS 9, le Groupe a examiné les points suivants :

- Classement et évaluation : les titres de participation classés sous IAS39 en actifs disponibles à la vente ont été classés en actifs financiers évalués à la juste valeur par OCI non recyclables.
- Dépréciation : le Groupe a examiné sa méthode de dépréciation des créances clients. Étant donné l'activité et le très faible taux de pertes constatées, la mise en œuvre d'IFRS 9 n'a pas eu d'impact.
- Comptabilité de couverture : le Groupe utilise des dérivés pour couvrir son risque de taux d'intérêt sur ses emprunts à taux variable. Les dérivés contractés sont actuellement qualifiés de couverture des flux de trésorerie. Le Groupe a opté pour l'application du volet couverture de la norme IFRS 9 et comptabilise la valeur temps des instruments de type option (caps) en tant que coût de la couverture.

Renégociation de dette : le Groupe a procédé à une renégociation de dette en décembre 2017 qui a été qualifiée de modification de dette au sens d'IAS 39 (modifications non substantielles). Suite aux clarifications apportées dans les *basis for conclusions* d'IFRS 9 précisant que les modifications non substantielles donnent lieu systématiquement à un ajustement du coût amorti à la date de modification qui doit être comptabilisé intégralement dans le compte de résultat, le Groupe a retraité de façon rétrospective la comptabilisation de cette modification de dette.

Ce retraitement conduit à constater un produit financier de 4 M€ en 2017 en date de renégociation.

Le Groupe applique IFRS 9 à partir du 1er janvier 2018 de façon rétrospective avec un rattrapage cumulatif des impacts sur les capitaux propres à la date d'application et sans retraitement de l'information comparative. En ce qui concerne les modifications de dettes pour lesquelles la norme ne prévoit aucune disposition de transition spécifique, la modification de l'information comparative a été appliquée.

L'impact du retraitement de la renégociation de dettes pour l'exercice 2017 est présenté dans le tableau ci-après.

<i>En milliers d'euros</i>		31 décembre 2017 avant impact IFRS 9	Impact IFRS 9	31 décembre 2017 après impact IFRS 9
Bilan - Passif	Résultat de l'exercice	9 450	3 004	12 454
	Financement des projets - non courant	1 204 562	(3 629)	1 200 933
	Financement des projets - courant	95 352	(377)	94 974
	Impôts différés passifs	20 220	1 001	21 221
Compte de résultat	Autres produits et charges financiers	(2 658)	4 006	1 348
	Impôt sur les résultats	(5 877)	(1 001)	(6 879)

IFRS 15 « Produits des activités ordinaires » issus des contrats clients et amendements afférents « Clarifications de la norme »

La norme IFRS 15 est entrée en vigueur pour les exercices ouverts à partir du 1er janvier 2018. Elle constitue la nouvelle norme unifiée concernant la comptabilisation du chiffre d'affaires. Elle remplace notamment IAS 18 « Produits des activités ordinaires » qui était appliquée par le Groupe. Le Groupe applique IFRS 15 depuis le 1er janvier 2018 et a réalisé la transition selon la méthode rétrospective simplifiée. Aucun impact n'a été constaté sur les capitaux propres d'ouverture. Dans le cadre de l'application de la norme IFRS 15, le Groupe a tout d'abord procédé à une analyse qualitative et quantitative des principaux sujets pouvant impacter les états financiers.

Les sujets ayant fait l'objet d'une analyse approfondie sont notamment :

- Les facilités de paiement : dans le cadre de certains contrats, le Groupe peut être amené à accorder des facilités de paiements. Néanmoins, ces différés ne sont jamais supérieurs à un an. En application d'IFRS 15.63, aucun résultat financier n'est reconnu à ce titre.
- Les revenus associés aux ventes de certificats verts : le Groupe considère que les ventes de certificats verts sont des obligations de prestations distinctes de la fourniture d'énergie.

Cette analyse a conclu sur le fait que la norme IFRS 15 n'a pas d'impact sur le rythme de reconnaissance du chiffre d'affaires du Groupe.

Cependant, et en conformité avec l'application de la norme, le Groupe a revu sa présentation du chiffre d'affaires sur le compte de résultat au 31 décembre 2018 (y compris information comparative du 31 décembre 2017) en distinguant les ventes d'énergies sous contrats de celles vendues sur le marché.

Une analyse détaillée par typologie de produits ainsi que par technologie (correspondant aux secteurs suivis par le Groupe) est présentée dans la note 5 sur le chiffre d'affaires.

Les normes et amendements suivants n'ont pas eu d'effet significatif sur les comptes consolidés du Groupe :

- Amendements IFRS 2 « Clarification et évaluation de transactions dont le paiement est fondé sur des actions » ;
- Amendements IFRS 4 « Interactions entre IFRS 9 et IFRS 4 » ;
- Améliorations annuelles, Cycle 2014-2016 ;
- Amendements IAS 40 « Transfert d'immeubles de placements » ;
- Interprétation IFRIC 22 « Transactions en monnaies étrangères et contrepartie anticipée » ;
- Améliorations annuelles, Cycle 2014-2016.

Normes, interprétations et amendements aux normes appliquées par anticipation à compter du 1^{er} janvier 2018 :

IFRS 16 « Contrats de location » : Normes et interprétations appliquées par anticipation au 31 décembre 2018 par le Groupe

Le Groupe a appliqué la norme IFRS 16 « Contrats de location » avec une date d'application initiale au 1^{er} janvier 2018 en utilisant l'approche rétrospective modifiée. Selon cette méthode, la période comparative n'est pas retraitée et reste présentée selon la précédente norme IAS 17.

Les détails des changements de méthodes comptables sont présentés ci-dessous.

Le Groupe a choisi d'appliquer l'option pratique permettant d'appliquer la norme IFRS 16 uniquement aux contrats précédemment identifiés comme des contrats de location. Les contrats qui ne sont pas identifiés comme des contrats de location selon l'IAS 17 et l'IFRIC 4 n'ont pas été réévalués pour déterminer s'il existe un contrat de location.

Lors de la transition, les dettes locatives ont été évaluées à la valeur actuelle des loyers restants, actualisés au taux d'emprunt marginal des entités locataires au 1er janvier 2018. Les actifs liés aux droits d'utilisation sont évalués sur un montant égal à la dette locative, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou échus.

Le Groupe a utilisé les mesures pratiques suivantes pour appliquer la norme IFRS 16 aux contrats de location précédemment classés en tant que contrats de location d'exploitation simple selon l'IAS 17 :

- Il a appliqué l'exemption relative à la non-reconnaissance des actifs liés aux droits d'utilisations et des dettes locatives pour les baux d'une durée inférieure à 12 mois ;
- Il a exclu les coûts directs initiaux de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de l'application initiale de la norme.

Les contrats de location conclus par le Groupe étaient pendant la période comparative intégralement analysés en tant que contrat de location simple.

Impact sur les états financiers

Lors de la première application de la norme IFRS 16, le Groupe a comptabilisé un montant supplémentaire de 74,6 M€ d'actifs liés aux droits d'utilisation et 74 M€ de dettes locatives.

<i>En milliers d'euros</i>		31 décembre 2017	Impact IFRS 16	1er janvier 2018
Bilan - Actif	Immobilisations corporelles	1 249 197	74 598	1 323 795
	Autres actifs courants	47 483	-596	46 887
Bilan - Passif	Financement des projets - non courant	1 204 562	71 420	1 275 982
	Financement des projets - courant	95 352	2 581	97 933

Le Groupe a actualisé les loyers en utilisant les taux d'emprunt marginaux applicables au 1er janvier 2018, calculés à partir des taux constatés dans le cadre du financement de ses actifs de production. En résulte un taux moyen pondéré appliqué ressortant à 3,52 %. La réconciliation entre les engagements de location simple au 31 décembre 2017 selon la norme IAS 17 et la dette locative reconnue au 1^{er} janvier 2018 se présente comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018
Engagement de location simple au 31 décembre 2017 figurant dans les états financiers consolidés du Groupe	87 649
Options de prolongation et de résiliation raisonnablement certaine d'être exercées	73 142
Actualisation en utilisant le taux d'emprunt marginal au 1er janvier 2018	(86 790)
Passif lié aux contrats de location-financement comptabilisé au 31 décembre 2017	-
Exemption de reconnaissance pour:	
baux à court terme	-
baux d'actifs à faible valeur	-
Paieement de location variables basés sur un indice ou un taux	-
Garanties de valeurs résiduelles	-
Dettes locatives reconnues au 1er janvier 2018	74 001

Les montants reconnus en compte de résultat et dans le tableau des flux de trésorerie se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018
Montants reconnus en compte de résultat - Impact IFRS 16	(5 777)
Dotations aux amortissements & dépréciations droits d'utilisation	(3 269)
Intérêts des dettes locatives	(2 508)
Montants reconnus en compte de résultat - Charges de location à court terme	(314)
Paiements locatifs variables non inclus dans l'évaluation des dettes locatives	(50)
Revenu provenant de la sous-location des actifs de droits d'utilisation	-
Charges relatives aux contrats de location à court terme	(257)
Charges relatives aux contrats de location de faible valeur	(7)
Total des montants reconnus en compte de résultat	(6 091)
<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018
Total des flux de trésorerie concernant les contrats de locations	(4 431)

Méthodes comptables appliquées aux contrats de location

Le Groupe loue des terrains pour ses installations de production d'électricité et des espaces de bureaux pour ses activités administratives.

Les contrats de location de terrains couvrent généralement une période de 18 à 99 ans incluant pour certains une option de renouvellement à la main du Groupe. Les durées retenues par le Groupe incluent les périodes de renouvellement exécutoires dans la mesure où s'agissant d'emplacements stratégiques, le Groupe estime qu'il est raisonnablement certains que les clauses de renouvellement soient exercées.

La durée des contrats de location de bureaux est comprise entre 1 et 10 ans.

Norme IAS 17

Au cours de la période comparative, conformément à la norme IAS 17 *Contrats de location*, les biens pris en location-financement sont immobilisés lorsque les contrats de location ont pour effet de transférer à la société la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de ces biens. Les actifs détenus en vertu de ces contrats sont amortis sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

Les contrats de location ne possédant pas les caractéristiques d'un contrat de location-financement, sont comptabilisés comme des contrats de location opérationnelle, et seuls les loyers sont enregistrés en résultat.

Norme IFRS 16

Au début d'un contrat, le Groupe évalue si un contrat est ou contient un contrat de location. Le contrat est ou contient un contrat de location si le contrat confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour une période de temps en échange d'une contrepartie. Pour évaluer si un contrat donne le droit de contrôler un actif identifié tout au long de la durée d'utilisation du bien, le Groupe évalue si :

- Le contrat implique l'utilisation d'un actif identifié - ceci peut être spécifié de façon explicite ou implicite, et doit être physiquement distinct ou représenter substantiellement la capacité d'un actif physiquement distinct. Si le fournisseur possède un droit substantiel de substitution, alors l'actif n'est pas identifié ;
- Le Groupe a le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques de l'utilisation de l'actif tout au long de la période d'utilisation ;
- Le Groupe a le droit de décider de l'utilisation de l'actif. Le Groupe a ce droit lorsqu'il dispose des droits de décision les plus pertinents pour déterminer comment et dans quel but est utilisé l'actif.

Dans de rares cas, lorsque la décision sur la manière et l'objectif dont l'actif est utilisé est prédéterminée, le Groupe a le droit de diriger l'utilisation de l'actif si :

- Le Groupe a le droit d'exploiter l'actif, ou
- Le Groupe a conçu le bien d'une manière qui prédétermine comment et à quelles fins il sera utilisé.

Ces critères s'appliquent aux contrats conclus ou modifiés à compter du 1^{er} janvier 2018.

Au moment de la création ou de la réévaluation d'un contrat qui contient une composante de location, le Groupe a choisi de ne pas séparer les éléments non liés au contrat de location et de comptabiliser le contrat de location comme une composante locative unique.

Le Groupe comptabilise un actif de droit d'utilisation et une dette locative au début du bail :

L'actif de droit d'utilisation est initialement évalué au coût réel, lequel comprend le montant initial de la dette locative ajustée des paiements de location effectués à la date de mise en service ou avant la date de mise en service, et additionnée de tous les coûts directs marginaux encourus, déduction faite des primes incitatives de location reçues.

L'actif lié aux droits d'utilisation est ensuite amorti selon la méthode linéaire à partir de la date d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à la date de fin du contrat. En outre, la valeur de l'actif lié aux droits d'utilisation est ajustée pour tenir compte de certaines réévaluations de la dette locative et le cas échéant, diminuée en cas de pertes de valeur, conformément à IAS 36.

La dette locative est initialement évaluée à la valeur actuelle des paiements de location qui ne sont pas payés à la date d'entrée en vigueur, actualisés en utilisant le taux marginal d'emprunt du preneur qui serait obtenu pour une durée équivalente à celle du contrat de location.

Les paiements de location inclus dans l'évaluation de la dette locative comprennent les éléments suivants :

- Les paiements fixes, y compris les paiements fixes en substance ;
- Les paiements locatifs variables qui dépendent d'un indice ou d'un taux, initialement évalués à l'aide de l'indice ou du taux à la date d'entrée en vigueur ;
- Les loyers dans une période de renouvellement facultative si le Groupe est raisonnablement certain d'exercer une option de prolongation.

La dette locative est réévaluée en cas de variation des loyers futurs résultant d'un changement d'indice ou de taux ou si le Groupe modifie son évaluation quant à l'opportunité d'exercer une option d'achat, de prolongation ou de résiliation.

Lorsque la dette locative est réévaluée, un ajustement est apporté à la valeur comptable de l'actif lié aux droits d'utilisation ou est comptabilisé en résultat si le montant de l'actif lié aux droits d'utilisation a été réduit à zéro.

Contrats de location à court terme et contrats de location d'actifs à faible valeur

Le Groupe a choisi de ne pas comptabiliser les actifs liés au droit d'utilisation et les dettes locatives pour les contrats à court terme dont le bail a une durée inférieure ou égale à 12 mois et les locations d'actifs de faible valeur. Le Groupe comptabilise les loyers liés à ces contrats de location en charges.

Normes et interprétations non encore adoptées par l'Europe et non appliquées par anticipation au 31 décembre 2018 par le Groupe :

Amendement à IFRS 9 « clauses de remboursement anticipé prévoyant une compensation négative » ;
 Amendements IFRS 10/ IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entité associée ou JV » ;
 Amendements IAS 28 « Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises » ;
 Amendements IAS 19 « Modification, réduction ou liquidation d'un régime » ;
 Amendement à IFRS 3 « Définition d'une entreprise » ;
 Amendements à IAS 1 et IAS 8 « Définition de significatif » ;
 Amendements des références au cadre conceptuel dans les normes IFRS ;
 Améliorations annuelles, Cycle 2015-2017 ;
 IFRIC 23 « Comptabilisation des positions fiscales incertaines ».
 Ces normes n'ayant pas été adoptées par l'Europe, le Groupe n'a pas démarré l'analyse des impacts éventuels pour le Groupe.

b. Comparabilité des exercices

Comme précisé dans la note précédente, le Groupe ayant appliqué la norme IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée, la période comparative n'a pas été retraitée et demeure présentée conformément à la précédente norme IAS17.

L'impact sur les différents agrégats du compte de résultat est présenté ci-dessous :

<i>En milliers d'euros</i>		31 décembre 2018 avant impact IFRS 16	Impact IFRS 16	31 décembre 2018 après impact IFRS 16
Compte de résultat	Charges externes et de personnel	(53 965)	4 118	(49 848)
	Quote-part du résultat net des entreprises associées	774	(8)	765
	Amortissements et provisions opérationnels courants	(62 163)	(3 269)	(65 432)
	Coût de l'endettement financier	(63 098)	(2 508)	(65 606)
	Impôt sur les résultats	(16 193)	455	(15 738)

Suite à l'application de la norme IFRS 9, les impacts en découlant sont détaillés dans la note de transition 3.a.

En dehors des changements d'estimations indiqués ci-dessus, le Groupe n'a pas procédé à des changements de méthodes ou de présentation sur la période allant du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 par rapport à celle allant du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2017.

c. Estimation et jugements

Pour établir les comptes du Groupe Neoen, la direction procède à des estimations dans la mesure où des éléments inclus dans les états financiers ne peuvent être précisément évalués. La direction revoit ses estimations et appréciations de manière régulière pour prendre en compte l'expérience passée et les autres facteurs jugés pertinents au regard des conditions économiques. En conséquence, les montants figurant dans les futurs états financiers pourraient différer des estimations actuelles.

Les principaux postes des états financiers dépendant d'estimations et de jugements au 31 décembre 2018 sont les suivants :

- L'estimation de la valeur recouvrable des écarts d'acquisition, des immobilisations corporelles et incorporelles (notes 14 et 15) ;
- L'activation des frais de développement (note 14) ;
- L'estimation de renouvellement de contrats de location suite à l'application d'IFRS 16 ;
- La durée d'amortissement des actifs de production (notes 10 et 15) ;
- L'activation d'impôts différés actifs, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales pourront être imputées (note 27) ;
- Le montant des provisions (note 24).

d. Méthodes de consolidation

Les filiales contrôlées au sens d'IFRS 10 « Etats financiers consolidés », quel que soit le niveau de participation du Groupe dans les capitaux propres, sont intégrées globalement. Le contrôle pour le Groupe résulte du pouvoir sur cette société, de l'exposition aux rendements variables du fait de son implication et de sa capacité à utiliser son pouvoir pour influencer sur le montant de ces rendements.

Conformément à l'IFRS 11 « Partenariats », Neoen comptabilise les partenariats (accord sur lesquels Neoen exerce un contrôle conjoint avec une ou plusieurs autres parties) selon la méthode de la mise en équivalence. Neoen exerce un contrôle conjoint sur un partenariat lorsque les décisions concernant les activités pertinentes du partenariat requièrent le consentement unanime de Neoen et des autres parties partageant le contrôle.

La méthode de la mise en équivalence est appliquée aux entreprises associées dans lesquelles le Groupe a une influence notable mais n'a pas le contrôle. La mise en équivalence consiste à retenir l'actif net et le résultat net d'une société au prorata de la participation détenue par la société mère dans le capital, ainsi que, le cas échéant, l'écart d'acquisition y afférant.

Toutes les transactions et positions internes aux filiales sont éliminées en consolidation. La liste des filiales, coentreprises et entreprises associées est présentée en note 37.

e. Chiffre d'affaires

Les produits des activités ordinaires (ou chiffre d'affaires) correspondent à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir au titre des biens et services vendus dans le cadre habituel des activités du Groupe. Les produits des activités ordinaires figurent nets de rabais et de remises, et de déduction faite des ventes intragroupes. Aucun produit n'est comptabilisé lorsqu'il y a une incertitude significative quant à la recouvrabilité de la contrepartie due.

Le Groupe distingue principalement les revenus sous contrats, majoritairement long terme, de ceux provenant des ventes sur le marché (qualifiés de revenus hors contrat). Le chiffre d'affaires est essentiellement constitué des ventes d'énergie et de certificats verts.

Les ventes d'énergies correspondent aux ventes d'électricité et de vapeur produites au niveau des unités de production ainsi qu'aux certificats verts associés, ou de revenus de trading dans le cadre des activités de stockage.

L'énergie est vendue soit conformément aux différents contrats dont les prix de vente sont définis par décrets ou dans le cadre d'appel d'offres, soit sur le marché.

Le chiffre d'affaires est reconnu en fonction des quantités produites et / ou injectées au cours de la période ou lors de l'émission de l'énergie donnant droit aux certificats.

f. Autres produits et charges opérationnels non courants

Les autres produits et charges opérationnels non courants regroupent les opérations non courantes de montants significatifs qui par leur nature ou leur caractère inhabituel, peuvent nuire à la lisibilité de la performance de l'activité opérationnelle courante du Groupe. Il peut s'agir de :

- Les plus ou moins-value de cession ou dépréciations importantes et inhabituelles d'actifs non courants, corporels ou incorporels,
- Certaines charges significatives liées à des opérations de restructuration ou transactions inhabituelles,
- D'autres charges et produits opérationnels tels qu'une provision ou une pénalité relative à un litige d'une matérialité significative.

g. Regroupement d'entreprises

Conformément aux dispositions d'IFRS 3 révisée, les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition. Selon cette méthode, les actifs acquis, les passifs et les passifs éventuels assumés sont évalués à leur juste valeur. Les écarts d'acquisition correspondent à la différence entre le prix d'acquisition payé lors du regroupement d'entreprises et le montant des actifs et passifs identifiables acquis nets des passifs et passifs éventuels pris en charge. Ils sont déterminés de façon provisoire lors de l'acquisition et sont révisés dans un délai de douze mois à compter de la date d'acquisition. Les écarts d'acquisition ne sont pas amortis et font l'objet de tests de perte de valeur.

En application d'IFRS 3 révisée :

- Les frais d'acquisition sont comptabilisés en résultat de la période lorsqu'ils sont encourus ;
- Les compléments de prix d'acquisition conditionnels sont estimés à leur juste valeur et inclus le cas échéant dans le coût d'acquisition des titres.

Pour chaque regroupement d'entreprises le Groupe peut évaluer les intérêts ne conférant pas le contrôle soit à leur juste valeur ou sur la base de leur quote-part dans l'actif net identifiable de l'entreprise acquise évalué à la juste valeur à la date d'acquisition. Le Groupe définit au cas par cas l'option qu'il applique pour comptabiliser les intérêts ne conférant pas le contrôle.

h. Immobilisations incorporelles

Les principales immobilisations incorporelles comptabilisées par le Groupe concernent les frais liés au développement des différents projets de centrales de production d'énergie d'origine renouvelable.

Les coûts directs et indirects, externes ou internes, de développement sont immobilisés à partir du moment où le succès des projets correspondant est probable.

L'activation des frais de développement est réalisée en conformité avec la norme IAS 38 *Immobilisations incorporelles*.

Les principaux critères d'activation sont les suivants :

- La faisabilité technique du projet ;
- L'intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de la mettre en service ou de la vendre ;
- La capacité à mettre en service l'immobilisation incorporelle ;
- La probabilité de générer des avantages économiques futurs ;
- La disponibilité des ressources techniques et financières pour achever le développement du projet ;
- La capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation au cours de son développement.

Le Groupe considère que ces critères sont remplis au moment où un projet entre dans le portefeuille, c'est-à-dire lorsque les éléments contractuels et les études techniques indiquent que la faisabilité d'un projet est probable.

Lorsque les conditions pour la comptabilisation d'une immobilisation générée en interne ne sont pas remplies, les dépenses de développement sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les coûts rattachés à ces projets cessent d'être capitalisés à la mise en service industrielle.

Lors de l'abandon d'un projet, les coûts de développement liés à ce projet passent en charges au niveau des « Autres produits et charges opérationnelles non courants ».

Dès lors que le Groupe estime que la probabilité de succès s'amointri, les frais de développement sont dépréciés et comptabilisés en « Amortissements et provisions opérationnels non courants ».

Le Groupe distingue les frais de développement « Etude » et « Opération » en fonction de l'état d'avancement du projet à la clôture de l'exercice. Le terme « Opération » regroupe les phases de construction et d'exploitation des centrales.

A partir de la mise en service du projet, l'amortissement est calculé selon le mode linéaire sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent.

Les immobilisations incorporelles sont amorties linéairement en fonction de leur durée de vie estimée. Les principales catégories d'immobilisations incorporelles et leur durée d'amortissement par le Groupe sont les suivantes :

- Logiciels : 1 à 3 ans ;
- Frais de développement : 25 ans, en ligne avec la durée d'utilité estimée des centrales de production d'énergie.

i. Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont enregistrées à leur coût d'acquisition en conformité avec la norme IAS 16 *Immobilisations corporelles*. Les immobilisations acquises au travers de regroupements d'entreprises sont évaluées à leur juste valeur.

Les coûts des emprunts servant à financer les actifs jusqu'à la mise en service sont incorporés dans le coût d'entrée des immobilisations.

L'amortissement, calculé dès la date de mise en service de l'immobilisation, est comptabilisé en charge sur leur durée d'utilité estimée, selon le mode linéaire et sur les bases suivantes :

- Centrales de production d'énergie : 25 ans*
- Agencements et installations : 3-10 ans
- Matériel et mobilier de bureau, informatique : 3-4 ans

Les modes d'amortissement, les durées d'utilité et les valeurs résiduelles sont revus à chaque date de clôture et ajustés si nécessaire.

Les actifs de production en-cours correspondent aux parcs en cours de construction. Un actif est défini ainsi dès lors que des dépenses sont engagées pour la construction des centrales jusqu'à leur mise en service.

() Le Groupe considère que la durée d'utilité des centrales de production est de 25 ans mais peut opter pour des durées d'amortissement différentes en fonction des contraintes techniques, réglementaires ou contractuelles.*

j. Contrats de location

La norme IFRS16 remplace la norme IAS17 et les interprétations associées. Cette nouvelle norme supprime la distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location financement pour les preneurs. Elle prévoit un principe de comptabilisation des contrats de location au bilan des preneurs, avec constatation :

- d'un actif représentatif du droit d'utilisation de l'actif loué ; et
- d'une dette au titre de l'obligation de paiement des loyers.

Des exemptions sont prévues pour les contrats de courte durée et les contrats portant sur des actifs de faible valeur.

Les charges de location opérationnelles sont remplacées par un amortissement et une charge d'intérêt.

k. Dépréciation des actifs

Conformément à IAS 36 *Dépréciation d'actifs*, le Groupe examine régulièrement s'il existe des indices de perte de valeur des actifs incorporels et corporels à durée d'utilité déterminée. S'il existe de tels indices, le Groupe effectue un test de perte de valeur afin d'évaluer si la valeur comptable de l'actif n'est pas supérieure à sa valeur recouvrable, définie comme la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de vente et la valeur d'utilité.

La plupart des actifs immobilisés du bilan sont relatifs aux actifs de production (centrales en développement, en construction ou en exploitation). Ces actifs, qui ont une durée de vie finie, font l'objet de tests de valeur dès lors que des indicateurs de dépréciation se manifestent.

Dans le cadre de l'activité du Groupe Neoen, seuls les projets ayant une rentabilité suffisante à l'origine sont construits et opérés. Dans la mesure où, sans incident de production, les ressources générées par le projet sont prévisibles, le risque de ne pas générer le niveau de flux de trésorerie attendu est faible.

L'évaluation de la valeur d'utilité d'un actif s'effectue généralement par actualisation des flux futurs de trésorerie générés par l'actif. Les actifs qui ne génèrent pas de flux de trésorerie largement indépendants sont regroupés dans des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT). Le Groupe a retenu comme UGT chaque projet.

Les données utilisées pour mettre en œuvre les tests par la méthode des flux de trésorerie actualisés sont issues des business plans du projet et couvrant la durée des contrats de vente d'électricité, les hypothèses sous-jacentes étant mise à jour à la date du test.

l. Stocks

Les stocks sont principalement constitués de travaux en cours relatifs à l'activité développement ainsi que du bois destiné à la centrale biomasse.

Les stocks sont évalués au prix de revient ou à la valeur nette de réalisation si cette dernière est inférieure au coût d'achat.

m. Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie comprend les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme liquides, 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 *Etats des flux de trésorerie*.

Les découverts sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

n. Actifs financiers

Les actifs financiers sont constitués par des créances d'exploitation, des dépôts de garantie liés aux contrats de financement, des dépôts à terme, des prêts, des titres non consolidés, des placements et équivalents de trésorerie et des instruments dérivés ayant une valeur positive.

Les actifs financiers sont classés et évalués comme suit :

- Les créances d'exploitation, les dépôts de garantie et les dépôts à terme sont comptabilisés au coût amorti ;
- Les titres non consolidés sont classés à la juste valeur.

o. Passifs financiers

Les passifs financiers comprennent les dettes financières, les dettes d'exploitation et les instruments dérivés ayant une valeur de marché négative.

Les emprunts sont initialement comptabilisés à la juste valeur d'origine, diminuée des coûts de transaction qui leur sont directement attribuables.

A chaque clôture, les emprunts sont évalués au coût amorti en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif et sont ventilés au bilan en :

- Dettes financières non courantes pour la part exigible à plus d'un an ;
- Dettes financières courantes pour la part remboursable à moins d'un an.

Conformément à la norme IAS 23 - *Coûts d'emprunt*, les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif immobilisé sont incorporés dans le coût de l'actif sous-jacent.

p. Instruments financiers dérivés

Dans le cadre de ses opérations de financement, le Groupe souscrit des emprunts à taux variable. Conformément à sa politique de couverture des risques financiers, le Groupe a systématiquement recours à des instruments financiers dérivés (principalement des swaps).

Les instruments financiers dérivés ayant une valeur de marché positive sont comptabilisés à l'actif et ceux ayant une valeur de marché négative sont comptabilisés au passif.

Lorsqu'ils ne sont pas considérés comptablement comme des instruments de couverture de flux futurs de trésorerie (Cash-Flow Hedge), les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées en résultat. Dans le cas contraire elles sont comptabilisées en autres éléments du résultat global recyclables pour la part efficace de la couverture et en résultat pour la part inefficace. Les nouveaux principes d'IFRS 9 n'ont pas d'incidence significative sur les états financiers du Groupe à ce titre, dans la mesure où l'ensemble des opérations qui étaient qualifiées de couverture sous IAS 39 continuent à l'être sous IFRS 9.

q. Avantages postérieurs à l'emploi

Les avantages au personnel comprennent des régimes à cotisations définies et des régimes à prestations définies.

Les régimes à cotisations définies désignent les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi en vertu desquels le Groupe verse des cotisations définies à différents organismes sociaux. Les cotisations sont versées en contrepartie des services rendus par les salariés au titre de l'exercice. Elles sont comptabilisées en charges lorsqu'elles sont encourues.

Les régimes à prestations définies désignent les régimes qui garantissent aux salariés des ressources complémentaires, notamment pour les indemnités de fin de carrière versées aux salariés. Cette garantie de ressources complémentaires constitue pour le Groupe une prestation future pour laquelle un engagement est calculé. Le calcul de la provision s'effectue en estimant le montant des avantages que les employés auront accumulés en contrepartie des services rendus pendant l'exercice et les exercices précédents.

Compte tenu de l'âge moyen des effectifs du Groupe, il n'a pas été constaté de passif au titre des avantages du personnel, le montant de celui-ci étant non significatif.

r. Provisions

Des provisions sont comptabilisées :

- Lorsque le Groupe a une obligation actuelle résultant d'un événement passé ;
- Lorsqu'il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- Lorsque le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

Les provisions sont évaluées en application de la norme IAS 37 *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* sur la base de l'estimation la plus probable de la dépense nécessaire pour éteindre l'obligation. Lorsque l'effet de la valeur temps est significatif, le montant de la provision est actualisé.

Dans le cas où aucune estimation fiable ne peut être faite, il existe un passif qui ne peut pas être comptabilisé (passif éventuel).

Provision pour démantèlement

Lorsqu'une obligation légale ou contractuelle de démanteler une centrale existe, une provision pour démantèlement est constatée en contrepartie d'un actif de démantèlement, dont le coût fait l'objet d'une estimation régulière, sur la base de devis de prestataires externes. En cas de changement significatif de l'estimation conduisant à une augmentation de la provision, la valeur nette de l'actif de démantèlement est également augmentée. Si le changement conduit à diminuer la provision, une dépréciation de l'actif est enregistrée.

s. Impôts et taxes

Impôt sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt exigible et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables. Les impôts exigibles et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

La charge (le produit) d'impôt exigible est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture. L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- Un goodwill non déductible fiscalement ;
- La comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- Des participations dans des filiales, coentreprises et entreprises associées dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation de juste valeur des instruments de couverture.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

Autres impôts et taxes

En France, la loi de finance 2010 a introduit une Contribution Economique Territoriale en remplacement de la Taxe Professionnelle. La CET intègre deux nouvelles contributions la Cotisation Foncière des Entreprises (CFE) et la Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (CVAE). Pour les exercices présentés, le Groupe a comptabilisé la CFE résultat opérationnel dans le poste « Impôts, taxes et versements assimilés », et a considéré que l'assiette de la CVAE entrainait dans le champ d'application de la norme IAS 12 *Impôts sur le résultat*.

t. Actifs non courants destinés à être cédés et activité non poursuivie

L'application de la norme IFRS 5 *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées* requiert une comptabilisation et une présentation spécifique des actifs ou groupes d'actifs détenus en vue de la vente et des activités arrêtées, cédées ou en cours de cession. Les actifs non courants, ou groupes d'actifs et passifs directement liés, sont considérés comme détenus en vue de la vente s'il est hautement probable que leur valeur comptable sera recouvrée principalement par leur vente plutôt que par une utilisation continue. Les actifs non courants (ou groupes d'actifs) détenus en vue de la vente sont évalués et comptabilisés au montant le plus faible entre leur valeur nette comptable et leur juste valeur nette des frais de cession. Ces actifs cessent d'être amortis à compter de leur qualification en actifs (ou groupes d'actifs) détenus en vue de la vente. Ils sont présentés sur une ligne séparée au bilan du Groupe, sans retraitement des périodes antérieures.

Une activité est une composante du Groupe ayant des flux de trésorerie identifiables (ligne d'activité ou zone géographique principale et distincte).

Au compte de résultat, le « résultat net des activités non poursuivies » correspond aux charges et produits nets d'impôt rattaché aux activités cédées ou en cours de cession au cours de l'exercice, conformément à la norme IFRS 5.

u. Paiements en actions

Conformément à IFRS 2 *Paiement fondé sur des actions*, la juste valeur des options et attributions gratuites d'actions est déterminée selon des méthodes adaptées à leurs caractéristiques, et est constatée en charge de personnel sur la période d'acquisition des droits.

Les options de souscription, sans condition de performance du cours de l'action, sont évaluées selon le modèle de Black and Scholes.

La juste valeur à la date d'attribution des options de souscription d'actions est comptabilisée en charges sur la période d'acquisition des droits de l'option, en fonction de la probabilité d'exercice de ces options avant leur échéance, avec en contrepartie une augmentation des réserves consolidées.

Concernant la juste valeur des plans d'actions gratuites, celle-ci est estimée sur la base de la dernière augmentation de capital, en tenant compte de l'absence de dividendes sur la période d'acquisition des droits, et de la période d'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des réserves consolidées.

A chaque clôture, le Groupe évalue la probabilité de perte des droits aux options ou aux actions attribuées gratuitement avant la fin de la période d'acquisition. Le cas échéant, l'impact de la révision de ces estimations est constaté en résultat avec en contrepartie une variation des réserves consolidées.

v. Méthodes de conversion

Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros.

Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. 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.

Traduction des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction. 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.

Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

L'état de 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. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en « différence 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.

Hyperinflation

Au travers de ses activités à l'étranger, le groupe peut être exposé à des économies qualifiées d'hyperinflationnistes au sens des normes IFRS lorsque la devise fonctionnelle de l'entité est la devise locale de l'économie hyperinflationniste.

Dans ce cas, le groupe applique IAS29 et retraite ses actifs, passifs non monétaires et son compte de résultat pour refléter les effets de l'inflation par application d'un indice général des prix.

w. Secteurs opérationnels

Conformément à IFRS 8 *Secteurs opérationnels*, l'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne et du reporting utilisé par la direction du Groupe. Neoen a retenu la ventilation suivante pour ses secteurs opérationnels :

- **Eolien** : ce secteur regroupe l'activité de production d'énergie éolienne ;
- **Solaire** : ce secteur regroupe l'activité de production d'énergie photovoltaïque ;
- **Biomasse** : ce secteur regroupe l'activité de production d'énergie biomasse ;
- **Stockage** : ce secteur regroupe l'activité liée aux batteries indépendantes, directement connectées au réseau ;
- **Développement et Investissements** : ce secteur regroupe principalement les activités de développement et de financement ;
- **Elimination** : flux intra Groupe entre les différents secteurs éliminés dans les états financiers consolidés ainsi que l'activation des coûts de développement.

Les zones géographiques sont définies en fonction de leur environnement économique spécifique, et sont sujettes à des risques et rentabilités différents. Les zones géographiques retenues sont :

- **Europe - Afrique** : cette zone regroupe les activités de production dans les pays d'Europe et d'Afrique ;
- **Amériques** : cette zone regroupe les activités de production dans les pays d'Amérique du Nord, Amérique Centrale, Amérique du Sud et dans les Caraïbes ;
- **Australie** : cette zone regroupe les activités de production en Australie.

La notion d'EBITDA courant correspond au résultat opérationnel courant retraité des dotations aux amortissements et provisions courants.

x. Résultat par action

Le Groupe applique IAS 33 - *Résultat par action*.

Résultat de base par action : le résultat de la période (part du Groupe) est rapporté au nombre moyen pondéré d'actions en circulation après déduction des actions propres détenues.

Résultat dilué par action : le résultat de la période (part du Groupe) ainsi que le nombre moyen pondéré d'actions en circulation après déduction des actions propres détenues, pris en compte pour le calcul du résultat de base par action, sont ajustés des effets de tous les instruments potentiellement dilutifs.

4. Évolution du périmètre de consolidation

a. Sociétés consolidées

Au 31 décembre 2018, le Groupe Neoen est composé de 280 sociétés consolidées, dont 276 en intégration globale et 4 en mise en équivalence.

b. Sociétés non consolidées

Le Groupe a consolidé l'intégralité de ses filiales même si certaines pourraient être considérées comme non significatives.

c. Évolution du périmètre

Finlande

Le 4 mai 2018, Neoen Northern Hemisphere a acheté à Prokon Wind Energy Finland Oy 80,1% des parts de la société Hedet Vindpark portant les projets Hedet et Bjorkliden en Finlande.

L'entité acquise a été traitée en tant qu'acquisition d'actif et comptabilisée en immobilisations incorporelles (Note 14) pour un montant de 2,2 M€.

France

Le Groupe a cédé les centrales solaires Melissa et Manosque Ombrière, antérieurement détenues à 100 %.

Développement des activités

Dans le cadre de son développement, Neoen est amené à créer régulièrement des sociétés.

Notes sur le compte de résultat

5. Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires se ventile de la façon suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	Solaire	Eolien	Biomasse	Stockage	Autre	Total 2018
Electricité	62 262	68 054	16 515	-	-	146 831
Certificats verts	4 380	39 230	-	-	-	43 610
Vapeur	-	-	4 124	-	-	4 124
Ventes d'énergies sous contrat	66 642	107 284	20 639	-	-	194 564
Electricité	7 904	-	-	15 251	-	23 154
Certificats verts	4 656	-	-	-	-	4 656
Vapeur	-	-	-	-	-	-
Ventes d'énergies sur le marché	12 559	-	-	15 251	-	27 810
Autres produits	1 174	286	-	2 687	1 104	5 252
Au 31 décembre 2018	80 375	107 570	20 639	17 938	1 104	227 626

<i>En milliers d'euros</i>	Solaire	Eolien	Biomasse	Stockage	Autre	Total 2017
Electricité	54 028	38 381	6 814	-	-	99 223
Certificats verts	624	18 796	-	-	-	19 420
Vapeur	-	-	802	-	-	802
Ventes d'énergies sous contrat	54 652	57 177	7 616	-	-	119 445
Electricité	265	7 285	-	445	-	7 995
Certificats verts	-	8 179	-	-	-	8 179
Vapeur	-	-	-	-	-	-
Ventes d'énergies sur le marché	265	15 464	-	445	-	16 174
Autres produits	806	-	-	122	2 758	3 685
Au 31 décembre 2017	55 723	72 641	7 616	566	2 758	139 304

Vente d'énergies sous contrat

L'augmentation du chiffre d'affaires de production d'énergie photovoltaïque par rapport au 31 décembre 2017 est essentiellement liée à la mise en services des centrales Parkes et Griffith en Australie au premier semestre 2018 (+ 8,1 M€) ainsi que l'impact d'une production sur l'année de la centrale Providencia, mise en service mi 2017, pour + 3,8 M€.

La hausse significative des revenus du secteur éolien s'explique principalement par l'impact année pleine des mises en service courant 2017 des projets australiens Hornsdale 2 (+ 5,3 M€) et Hornsdale 3 (+ 32,3 M€), les revenus 2017 étant vendus sur le marché), Vallée aux Grillons et Osière en France (+ 4,3 M€), et à la mise en service en 2018 des projets Champs d'Amour, Chassepain et Pays Chaumontais en France (+ 4,8 M€).

L'augmentation du chiffre d'affaires de production d'énergies biomasse (+13,0 M€) est liée à la remise en service de la centrale de Commentry fin 2017, à la suite d'un arrêt dû à un incident technique fin 2016.

L'augmentation du chiffre d'affaires provenant de l'activité stockage est liée à la mise en service de Hornsdale Power Reserve fin 2017.

Il convient de noter que la variation du dollar et du dollar australien ont un impact négatif de 7,2 M€ sur la période.

Vente d'énergies sur le marché

Les ventes d'énergies sur le marché sont constituées principalement des revenus provenant du parc de stockage HPR (15,2 M€) ainsi que des centrales solaires Coleambally (9,4 M€) et Dubbo (3,0 M€) mise en service cette année en Australie.

En 2017 nous avons une partie des revenus du projet Hornsdale 1 (4,6 M€) et Hornsdale 3 (10,9 M€) dont les revenus sont totalement encadrés dans des contrats d'achats.

Autres produits

En 2018, les ventes de service comprennent essentiellement la facturation au gouvernement australien de la mise à disposition d'une partie des capacités de stockage de la centrale Hornsdale Power Reserve, pour 2,7 M€ ainsi que des prestations de services et de loyers facturés à des entités hors groupe.

6. Achats de marchandises

Les achats de marchandises correspondent à l'achat de bois pour le fonctionnement de la centrale biomasse de Commentry.

La variation des postes achats de marchandises et variation de stocks s'expliquent par les achats de bois effectués dans le cadre de l'activité biomasse.

7. Charges externes et de personnel

Ces dépenses sont principalement composées de charges d'exploitation sur les actifs de production (assurance, maintenance...) et à d'autres frais non directement affectés aux projets.

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Entretiens et réparations	(14 273)	(9 047)
Autres charges externes	(25 716)	(23 129)
Charges externes	(39 989)	(32 175)
Salaires et charges	(9 859)	(6 276)
Charges externes et de personnel	(49 848)	(38 452)

L'augmentation des charges externes provient principalement de la centrale solaire Providencia (+ 1,2 M€), la centrale éolienne de Hornsdale 3 (+ 1,8 M€) et de la batterie de stockage Hornsdale Power Reserve (+ 2,6 M€), mises en service en 2017.

La hausse s'explique également par les mises en service courant 2018 de nouvelles unités de production, notamment les centrales solaires Griffith, Parkes et Dubbo en Australie (+ 1,1 M€).

Les charges de développement non activées sur la période s'élèvent à 1,3 M€.

L'application de la norme IFRS 16 a généré une baisse des charges externes pour un montant de 4,2 M€ en 2018.

L'augmentation des charges de personnel est liée à l'augmentation de l'effectif et la croissance de l'activité – 184 salariés à fin 2018 contre 134 à fin 2017 – ainsi que par la diminution du taux d'activation des salaires et charges sur la période (50 % en 2018 contre 61 % en 2017).

8. Impôts, taxes et versements assimilés

Conformément à IFRIC 21, le Groupe comptabilise les taxes dès leur exigibilité. La hausse provient en partie de la mise en service des centrales Vallée aux Grillons et l'Osière en 2017 et qui sont redevables pour la première fois de plusieurs taxes (Ex : Taxe foncière, IFER).

9. Autres produits et charges opérationnels courants

Les autres produits et charges opérationnels se décomposent de la manière suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Autres produits opérationnels courants	10 744	9 169
Autres charges opérationnelles courantes	(747)	(428)
Autres produits et charges opérationnels courants	9 997	8 741

Les autres produits opérationnels courants sont essentiellement composés de compensations pour pertes de revenus suite au retard de mise en service des projets Parkes, Griffith et Dubbo en Australie pour un total de 8,4 M€ ainsi que des amortissements de la partie non remboursable des subventions reçues dans le cadre du projet DeGrussa (2,6 M€) et Arena (0,3 M€).

10. Amortissements et provisions opérationnels courants

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Dotations nettes aux amortissements des actifs immobilisés	(65 754)	(41 466)
Dotations aux provisions	(356)	-
Reprises de provisions	678	-
Amortissements et provisions	(65 432)	(41 466)

L'augmentation des dotations aux amortissements des actifs de production provient essentiellement des centrales mises en service intervenues depuis 2017 pour 21,4 M€ ainsi que des amortissements effectués dans le cadre de l'application de la norme IFRS 16 pour 3,3 M€.

11. Autres produits et charges non courants

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Frais de développement antérieurs	(4 102)	(3 346)
Résultat des cessions d'actifs	520	1 264
Autres produits et charges	(3 734)	(1 904)
Autres produits et charges opérationnels non courants	(7 316)	(3 987)
Amortissements et provisions opérationnels non courants	1 524	(3 032)

Autres produits et charges opérationnels non courants

Les frais de développement immobilisés pour lesquels le Groupe, à la suite d'événements externes, considère que les critères d'activation prévus par IAS 38 ne sont plus respectés, sont comptabilisés en autres charges opérationnelles non courantes sur la période (4,1 M€).

Les autres éléments non récurrents comprennent principalement des coûts engagés dans le cadre de l'introduction en bourse pour 3 M€.

Amortissements et provisions opérationnels non courants

Les amortissements et provisions opérationnels non courants sur la période proviennent d'une reprise nette de provision pour dépréciation des frais de développement activés pour 1,5 M€.

En 2017, les amortissements et provisions opérationnels non courants s'expliquent par une dépréciation nette des reprises des frais de développement pour 1,5 M€ ainsi que la dépréciation de stocks d'études sur l'activité de développement d'éolien en mer pour 1,5 M€.

12. Résultat financier

Le résultat financier est principalement composé de charges d'intérêts liées aux financements des actifs de production et aux emprunts corporate.

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Charges d'intérêts sur emprunt	(55 653)	(33 587)
Charges financières sur instruments dérivés	(7 445)	(4 147)
Charges d'intérêts sur droits d'utilisation	(2 508)	-
Coût de l'endettement financier	(65 606)	(37 734)
Produits et charges d'intérêts sur comptes courants	(2 378)	(178)
Gains et pertes de change	(2 464)	(1 094)
Autres produits et charges financières	(3 463)	2 619
Total autres produits et charges financiers	(8 305)	1 348
Résultat financier	(73 910)	(36 386)

Le coût net de l'endettement financier est composé de charges d'intérêts liées aux financements des actifs de production (- 53,9 M€), aux emprunts corporate (- 1,8 M€), aux instruments financiers (- 7,4 M€), et à la charge financière liée à l'application de la norme IFRS 16 (- 2,5 M€).

La hausse du coût de l'endettement financier s'explique principalement par l'augmentation du nombre de centrales sous financement.

Les autres produits et charges financières comprennent essentiellement des frais de caution, de garantie et des charges liées aux différents refinancements (notamment GS Cestas 1 en 2017).

Ce poste comprend également l'impact des instruments financiers dérivés (- 0,8 M€ en 2018 contre + 4,0 M€ en 2017).

13. Impôts sur les résultats

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Impôts exigibles	(7 710)	(2 738)
Impôts différés	(8 028)	(4 140)
Total impôts sur les résultats	(15 738)	(6 879)

La différence entre la charge d'impôt effective et la charge d'impôt théorique s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Résultat avant impôts	29 261	17 312
Taux d'impôt sur les bénéfices applicables à la maison mère	33,33%	33,33%
Charge théorique d'impôt	(9 753)	(5 770)
Différences de taux d'imposition	(414)	891
Différences permanentes	(4 446)	1 055
Impôt sans base	(711)	68
Variation d'actifs d'impôts sur déficits reportables	412	(363)
Déficits fiscaux générés sur la période non activés	(897)	(1 954)
Imputation de déficits antérieurs non activés	71	88
Effet de changement du taux d'impôt		(1 140)
Autres		246
Charge réelle d'impôt	(15 738)	(6 879)
Taux effectif d'impôt	53,78%	39,74%

La variation de l'impact des différences permanentes provient essentiellement de retraitements fiscaux liés à la non-déductibilité des intérêts excédentaires et du mécanisme de sous-capitalisation, ainsi qu'à la non-utilisation de crédits d'impôts liés aux retenues à la source.

Notes sur le bilan

14. Immobilisations incorporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Frais de développement immobilisés - Opération	Frais de développement immobilisés - Etudes	Autres immobilisations incorporelles	Total
Valeurs brutes				
Au 31 décembre 2016	26 687	31 984	3 699	62 369
Acquisitions	4 529	13 774	13 908	32 211
Diminutions	-	(3 272)	-	(3 272)
Effet des variations de périmètre	-	-	17 661	17 661
Autres mouvements et reclassements	5 154	(8 147)	8 607	5 615
Au 31 décembre 2017	36 370	34 339	43 875	114 585
Acquisitions	4 925	16 825	299	22 048
Diminutions	-	(4 102)	-	(4 102)
Effet des variations de périmètre	-	-	6 261	6 261
Autres mouvements et reclassements	7 378	(9 311)	(5 120)	(7 054)
Au 31 décembre 2018	48 672	37 751	45 315	131 738
Amortissements et dépréciations				
Au 31 décembre 2016	(2 809)	(3 197)	(239)	(6 244)
Dotation aux amortissements	(1 502)	-	(337)	(1 839)
Perte de valeur	-	(3 743)	-	(3 743)
Reprise sur provision pour perte de valeur	-	2 252	-	2 252
Diminutions	-	-	-	-
Effet des variations de périmètre	-	-	-	-
Autres mouvements et reclassements	-	5	27	32
Au 31 décembre 2017	(4 311)	(4 683)	(549)	(9 543)
Dotation aux amortissements	(1 690)	-	(405)	(2 095)
Perte de valeur	-	(2 050)	-	(2 050)
Reprise sur provision pour perte de valeur	-	3 574	-	3 574
Diminutions	-	-	25	25
Effet des variations de périmètre	-	-	-	-
Autres mouvements et reclassements	17	0	5	22
Au 31 décembre 2018	(5 984)	(3 158)	(924)	(10 066)
Valeurs nettes				
Au 1er janvier 2017	23 878	28 787	3 460	56 125
Au 31 décembre 2017	32 059	29 656	43 327	105 042
Au 31 décembre 2018	42 688	34 593	44 392	121 672

Frais de développement

Au cours de l'année 2018, le Groupe a activé des charges directement imputables au développement de projets pour un montant de 21,8 M€.

En outre, des frais de développement, activés au cours des exercices antérieurs, sont passés par résultat consécutivement à l'abandon ou à la cession des projets auxquels ils étaient rattachés. Le montant des charges ainsi constatées s'élève à 4,1 M€. Ces projets avaient fait l'objet de dépréciation, à hauteur de 3,3 M€, lors des exercices précédents.

Enfin, des frais de développement activés ont été dépréciés étant donné que des facteurs externes à la société sont venus diminuer les probabilités de succès de ces projets, et d'autres ont été ré-appréciés sur la période, pour un montant net de -1,8 M€.

Les « Frais de développement immobilisés – Etudes », pour 34,6 M€, comprennent 10,2 M€ de dépenses activées relatives aux projets dont le tarif est sécurisé.

Autres immobilisations incorporelles

Ce poste est composé :

- Des engagements pris par le Groupe dans le cadre de la signature des contrats d'achat d'électricité en Australie pour 24,9 M€.
- Des actifs incorporels constatés lors de l'acquisition de projets en cours de développement, notamment Bulgana en Australie pour 12,8 M€ (éolien), La Puna en Argentine pour 3,3 M€ (photovoltaïque), et Hedet en Finlande pour 2,2 M€ (éolien).

15. Immobilisations corporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Actifs de production	Actifs de production en-cours	Droits d'utilisation sur actifs loués	Autres immobilisations corporelles	Total
Valeurs brutes					
Au 31 décembre 2016	666 279	221 373	-	7 713	895 365
Acquisitions	57 111	449 517	-	574	507 201
Cessions	-	(1 448)	-	(7)	(1 456)
Effet des variations de périmètre	-	1 556	-	101	1 657
Effet de change	(29 330)	(13 810)	-	(558)	(43 699)
Autres mouvements et reclassements	441 630	(444 389)	-	164	(2 595)
Au 31 décembre 2017	1 135 690	212 797	-	7 986	1 356 474
Acquisitions	3 156	428 498	-	10 534	442 188
Cessions	-	(132)	(16)	(142)	(289)
Effet des variations de périmètre	(1 028)	2 093	-	(14)	1 051
Effet de change	(30 464)	(3 136)	(651)	199	(34 052)
Autres mouvements et reclassements	378 689	(372 305)	99 802	11	106 196
Au 31 décembre 2018	1 486 043	267 816	99 135	18 574	1 871 568
Amortissements et dépréciations					
Au 31 décembre 2016	(66 908)	(1 063)	-	(611)	(68 582)
Dotation aux amortissements	(39 404)	-	-	(223)	(39 627)
Perte de valeur	-	-	-	-	-
Cessions	-	-	-	2	2
Effet des variations de périmètre	-	-	-	(24)	(24)
Effet de change	944	12	-	15	972
Autres mouvements et reclassements	(146)	-	-	128	(17)
Au 31 décembre 2017	(105 513)	(1 051)	-	(711)	(107 276)
Dotation aux amortissements	(59 981)	-	(3 269)	(327)	(63 578)
Perte de valeur	-	-	-	-	-
Cessions	2	(2)	16	60	76
Effet des variations de périmètre	363	-	-	2	365
Effet de change	1 484	(7)	27	8	1 512
Autres mouvements et reclassements	49	2	-	(0)	51
Au 31 décembre 2018	(163 597)	(1 059)	(3 226)	(968)	(168 850)
Valeurs nettes					
Au 1er janvier 2017	599 371	220 309	-	7 103	826 783
Au 31 décembre 2017	1 030 177	211 746	-	7 275	1 249 197
Au 31 décembre 2018	1 322 446	266 757	95 908	17 606	1 702 717

Actifs de production en-cours

Les acquisitions de la période correspondent aux centrales en construction en 2018, notamment les projets :

- **En Australie** : Coleambally (121,1 M€), Numurkah (49,1 M€) Bulgana (77,7 M€) ;
- **En France** : Chassepain (14 M€), Pays Chaumontais (10,4 M€), Lagarde d'Apt (11,2 M€), Lugos (8,3 M€), Plateau de l'Auxois Sud (15,2 M€) ;
- Ainsi que EREC (15,7 M€) en **Jamaïque**, Hedet en **Finlande** (24,6 M€), et Bangweulu (27,8 M€) en **Zambie**.

L'effet de variation de périmètre correspond principalement aux immobilisations du projet Hedet, acquis sur la période.

Les immobilisations des centrales entrées exploitation en 2018, ont été reclassées en actifs de production.

Actifs de production

Aucun test de dépréciation n'a abouti sur une dépréciation d'un des actifs corporels au bilan du Groupe.

Droits d'utilisation sur actifs loués

Les autres mouvements comprennent 74,6 M€ d'actifs constatés lors de la première application de la norme IFRS 16 au 1^{er} janvier 2018, ainsi que l'effet des nouveaux baux ou avenants entrés en vigueur sur l'année pour 24,6 M€.

Autres immobilisations corporelles

Les actifs correspondent essentiellement aux terrains détenus.

Le montant des intérêts activés en 2018 s'élève à 7,7 M€ (contre 9,5 M€ pour tout 2017).

Par ailleurs, les flux de trésorerie liés à l'acquisition d'immobilisations incorporelles et corporelles, nets de la variation des comptes fournisseurs d'immobilisations, se détaillent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Acquisition d'immobilisations incorporelles	22 048	32 211
Acquisition d'immobilisations corporelles	442 188	507 201
Variation cash des dettes fournisseurs d'immobilisations	19 626	(71 405)
Investissements incorporels et corporels	483 862	468 007

16. Participations dans les entreprises associées et co-entreprises

La variation des participations dans les entreprises associées s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Montant en début de période	7 039	6 443
Dividendes versés	(312)	(426)
Augmentation de Capital	-	-
Changement de méthode de consolidation	-	-
Quote-part de résultat dans les entreprises associées	765	422
Variation de juste valeur	(779)	599
Autres mouvements	(0)	0
Total fin de période	6 713	7 039

Ce poste correspond essentiellement à la valorisation de la centrale de Seixal (CSNSP 441 au Portugal) pour 6,8 M€, et aux titres de BNRG Neoen Holding en Irlande et Tureau à la Dame en France pour - 0,1 M€.

17. Actifs financiers non courants

<i>En milliers d'euros</i>	Classement selon IAS 39	Classement selon IFRS 9	Valeur comptable IFRS 9 au 31.12.2018	Valeur comptable IFRS 9 au 31.12.2017	Valeur comptable IAS 39 au 31.12.2017
Dépôts de garantie	Prêts et créances	Coût amorti	97 835	66 841	66 841
Titres non consolidés	Disponibles à la vente	Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global – instrument de capitaux propres	2 460	2 460	2 460
Prêts à plus d'un an	Prêts et créances	Coût amorti	5 672	9 076	9 076
Total actifs financiers non courants			105 968	78 377	78 377

Dépôts de garantie

Les dépôts de garantie sont liés :

- aux comptes de réserve des financements bancaires sur les actifs de production ;
- aux dépôts constitués dans le cadre de réponses aux appels d'offres.

L'augmentation des dépôts de garantie en 2018 correspond principalement à la mise en place de DSRA (Debt Service Reserve Account) sur des projets australiens.

Titres non consolidés

Les titres non consolidés concernent les participations minoritaires résiduelles dans les groupements Cestas. Le Groupe a opté pour une évaluation de ces titres à la juste valeur par le biais des éléments non recyclables du résultat global.

Prêts à plus d'un an

Le Groupe finance par compte courant le développement et la construction de centrales dans des sociétés non consolidées par intégration globale.

18. Besoins en fond de roulement

Le détail de la variation du besoin en fond de roulement présenté dans le tableau de flux de trésorerie se présente ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	Bilan au 31.12.2018	Bilan au 31.12.2017	Besoin en fonds de roulement (Bilan)	Variations de périmètre	Changement de méthode (IFRS 16)	Ecarts de conversion	Besoin en fonds de roulement (TFT)
Stocks et en-cours	349	453	104	-	-	-	104
Créances clients et comptes rattachés	33 755	29 024	(4 731)	49	-	585	(5 366)
Dettes fournisseurs	(25 775)	(23 009)	2 767	(14)	-	(252)	3 033
Autres créances	48 009	44 966	(3 043)	(360)	660	286	(3 628)
Autres dettes	(35 573)	(45 498)	(9 925)	(10 082)	-	259	(102)
Total	20 764	5 936	(14 828)	(10 407)	660	879	(5 960)

Le besoin en fonds de roulement de - 6,0 M€ s'explique principalement par :

- la variation des créances clients (- 5,4 M€), notamment du fait des centrales entrées en exploitation en 2018 ;
- un effet positif des dettes fournisseurs (+ 3,0 M€) ;
- une variation des autres créances de -3,6 M€, dont la TVA à récupérer consécutivement aux factures de construction reçues en fin de période.

Le total des variations de périmètre correspond principalement aux dettes relatives aux compléments de prix de Bulgana, La Puna et Hedet. Les effets cash de ceux-ci sont inclus dans la catégorie des flux d'investissement (en acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise).

19. Stocks

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Stocks d'études - Valeur Brute	1 541	1 541
Stocks d'études - Dépréciation	(1 541)	(1 541)
Total stocks d'études	-	-
Stocks de marchandises - Valeur Brute	349	453
Stocks de marchandises - Dépréciation	-	-
Total stocks de marchandises	349	453
Total stocks et en-cours	349	453

Stocks d'études

Les stocks d'études liés aux développements des activités d'éolien en mer pour 1,5 M€ ont été dépréciés pour leur totalité.

Stocks de marchandises

Les stocks de marchandises sont constitués de bois pour la centrale biomasse de Commentry.

20. Clients et comptes rattachés

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Créances clients	34 101	29 024
Dépréciations créances clients	(347)	-
Total clients et comptes rattachés	33 755	29 024

Le Groupe vend majoritairement l'électricité qu'il produit dans le cadre de contrats sous obligation d'achat (dont les conditions sont précisées dans des décrets ou règlement d'appel d'offres).

Les créances constatées en date de clôture correspondent essentiellement à des factures non échues de vente d'électricité et de certificats verts.

L'augmentation s'explique principalement par la croissance du nombre de centrales en opération.

Compte tenu de la qualité des signataires des contrats de vente d'électricité, le Groupe considère que le risque de contrepartie lié aux comptes clients est négligeable. Le bilan ne présentait aucune créance client échue significative au 31 décembre 2018 ainsi qu'au 31 décembre 2017.

21. Autres actifs courants

Les autres actifs courants s'analysent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Créances fiscales et sociales	31 501	26 908
Fournisseurs débiteurs	7 974	10 079
Charges constatées d'avance	8 101	8 339
Autres débiteurs	1 370	2 158
Total autres actifs courants	48 946	47 483

A fin 2018, les créances fiscales et sociales sont essentiellement constituées de la TVA à récupérer sur des factures d'immobilisations, notamment dans le cadre de la construction des centrales Chassepain, Corbas et Azur Est en France, Bulgana et Numurkah en Australie et Hedet en Finlande.

Les montants indiqués en fournisseurs débiteurs correspondent à des fournisseurs d'immobilisation, soit pour des acomptes soit pour des indemnités de retard.

Dans certains cas particuliers, le Groupe est amené à régler en avance des prestations lui octroyant des droits d'accès au terrain ou d'utilisation de réseau d'électricité ou de vapeur en phase exploitation, entraînant ainsi la comptabilisation de charges constatées d'avance.

22. Trésorerie et équivalents de trésorerie

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Placements à court terme	165 392	3 832
Disponibilités	338 440	256 168
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	503 832	260 000

Suite à son introduction en bourse, Neoen a placé 160 M€ sur des comptes à terme. Ces placements sont entièrement disponibles et ne présentent pas de risques.

La trésorerie est principalement composée de la liquidité au niveau de Neoen SA pour 253,2 M€, des tirages de dettes seniors afin de payer les factures d'investissement au sein des projets pour 92,7 M€, et de tirages de l'obligation verte de 26,2 M€ en vue d'investissements dans de nouveaux projets (cf. note 36, événements postérieurs à la clôture).

23. Capitaux propres

Les mouvements affectant les capitaux propres du Groupe Neoen au cours des exercices 2017 et 2018 sont détaillés dans le tableau de variation des capitaux propres consolidés.

Au cours de l'exercice, les investisseurs minoritaires ont effectué des augmentations de capital dans les sociétés intégrés globalement pour 0,6 M€.

Capital social, réserves et primes

Le 2 juillet 2018, 755 000 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 2,00 € et 75 000 bons de souscription d'actions à un prix d'exercice de 1,39 € (volumes et prix avant regroupement) ont été exercés pour un montant total de 1 614 250 € dont 784 250 € de prime d'émission.

Le 1^{er} octobre 2018, la société a procédé à un regroupement d'actions sur le principe d'une action nouvelle valant 2 actions anciennes. La valeur nominale de l'action étant portée de 1 € à 2 €.

Le 18 octobre 2018, la société a procédé à une augmentation de capital par incorporation du compte courant d'associé détenu par Impala pour un montant total de 53 628 317 € dont 47 127 915 € de prime d'émission.

Le 18 octobre 2018, la société a été introduite en bourse réalisant une augmentation de capital de 449 999 996 € dont 395 454 542 € de prime d'émission soit un prix de 16,5 € par action décomposé en 2 € de nominal et 14,5 € de prime d'émission.

Le 21 novembre 2018, 37 500 options de souscription d'actions (nombre après regroupement d'actions) à 4 € ont été exercés pour un montant total de 150 000 € dont 75 000 € de prime d'émission.

Le capital social, entièrement libéré, est composé au 31 décembre 2018 de 84 957 498 actions de 2 € de valeur nominale (nombre et valeur nominale après regroupement d'actions). La société détient 150 658 de ses propres actions.

Les différents mouvements intervenus sur le capital au cours de l'exercice sont les suivants :

Date	Opérations	Capital social (en milliers d'euros)	Prime d'émission (en milliers d'euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale (en euros)
	31/12/2017	107 964	64 027	107 964 140	1,00
02/07/2018	Exercice de 755.000 OSA d'un prix unitaire de 2,00 €	755	755	755 000	1,00
02/07/2018	Exercice de 75.000 BSA d'un prix unitaire de 1,39 €	75	29	75 000	1,00
01/10/2018	Regroupement d'actions			(54 397 070)	-
18/10/2018	incorporation du compte courant d'associé d'Impala	6 500	47 128	3 250 201	2,00
18/10/2018	Introduction en bourse	54 545	395 455	27 272 727	2,00
21/11/2018	Exercice de 37.500 OSA à 4,00€	75	75	37 500	2,00
	31/12/2018	169 915	507 469	84 957 498	2,00

Plan d'option de souscription d'actions

Le 30 mai 2018, le Président de la société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée a attribué 45 000 stock-options au prix d'exercice de 10 euros. La durée d'acquisition des droits est de trois ans et l'échéance des plans est fixée à 5 ans à compter de la date d'attribution.

Le 5 juillet 2018, le Président de la société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée a attribué 65 000 stock-options au prix d'exercice de 10 euros. La durée d'acquisition des droits est de trois ans et l'échéance des plans est fixée à 5 ans à compter de la date d'attribution.

La juste valeur des plans d'options de souscription d'actions accordés en 2018 s'élève à 197 K€. Cette valeur est enregistrée en charge sur la période d'acquisition des droits avec une contrepartie directe en capitaux propres. À ce titre, une charge de 102 K€ a été reconnue au compte de résultat en 2018.

Le Groupe a retenu les hypothèses suivantes pour valoriser ces plans :

- volatilité de 23% (compte tenu de la volatilité des sociétés comparables) ;
- taux d'intérêt sans risque correspondant à l'OAT 5 ans à la date d'attribution ;
- maturité moyenne des plans de 1 an.

Date d'attribution	Nombre d'options attribuées		Date de départ d'exercice	Date d'expiration	Prix d'exercice		Nombre d'actions en circulation	
	avant regroupement	après regroupement			avant regroupement	après regroupement	avant regroupement	après regroupement
01/01/15	1 142 500	571 250	01/01/17	01/01/20	2,00 €	4,00 €	157 500	78 750
10/01/16	255 000	127 500	10/01/19	10/01/21	2,00 €	4,00 €	180 000	90 000
16/05/16	50 000	25 000	16/05/19	16/05/21	2,00 €	4,00 €	50 000	25 000
23/12/16	470 000	235 000	23/12/19	23/12/21	3,00 €	6,00 €	450 000	225 000
30/05/18	90 000	45 000	30/05/21	30/05/23	5,00 €	10,00 €	90 000	45 000
05/07/18	130 000	65 000	05/07/21	05/07/23	5,00 €	10,00 €	130 000	65 000
Total	2 137 500	1 068 750					1 057 500	528 750

Plan d'attribution d'actions gratuites

Le 23 février 2018, le Président de la société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée a décidé d'attribuer gratuitement 106 054 actions (nombre après regroupement d'actions). L'attribution d'actions ne sera définitive, sous réserve de remplir les conditions fixées par le Président dans le plan d'attribution, qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 1 an.

Le 9 avril 2018, le Président de la société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée a décidé d'attribuer gratuitement 2 500 actions (nombre après regroupement d'actions). L'attribution des actions ne sera définitive, sous réserve de remplir les conditions fixées par le Président dans le plan d'attribution, qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 2 ans.

Le 30 mai 2018, le Président de la société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée a décidé d'attribuer gratuitement 107 500 actions (nombre après regroupement d'actions). L'attribution des actions ne sera définitive, sous réserve de remplir les conditions fixées par le Président dans le plan d'attribution, qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 3 ans.

Le 5 juillet 2018, le Président de la société sous son ancienne forme de société par actions simplifiée a décidé d'attribuer gratuitement 570 644 actions (nombre après regroupement d'actions). L'attribution des actions ne sera définitive, sous réserve de remplir les conditions fixées par le Président dans le plan d'attribution, qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 2,26 ans.

Détail des instruments dilutifs

		31.12.18	31.12.17 pro forma *	31.12.17	31.12.17 pro forma *	31.12.16 pro forma *	31.12.17	31.12.16
<i>En nombre d'actions</i>								
Avant prise en compte des instruments dilutifs								
	nombre d'actions	84 957 498	53 982 070	107 964 140	53 982 070	52 953 785	107 964 140	105 907 569
	nombre d'actions autodétenues	150 658	5 000	10 000	5 000	108 750	10 000	217 500
	nombre d'actions hors auto-détenues	84 806 840	53 977 070	107 954 140	53 977 070	52 845 035	107 954 140	105 690 069
	Nombre moyen d'actions sur la période avant dilution	69 391 955			53 411 052			
Instruments dilutifs	Actions Gratuites	786 698	0	0	0	108 588	0	217 175
	Stocks Options	528 750	833 750	1 667 500	833 750	1 054 275	1 667 500	2 108 550
	Bons de souscription d'actions	0	37 500	75 000	37 500	676 673	75 000	1 353 346
	TOTAL	1 315 448	871 250	1 742 500	871 250	1 839 536	1 742 500	3 679 071
Après prise en compte des instruments dilutifs								
	nombre d'actions	86 272 946	54 853 320	109 706 640	54 853 320	54 793 320	109 706 640	109 586 640
	nombre d'actions autodétenues	150 658	5 000	10 000	5 000	108 750	10 000	217 500
	nombre d'actions hors auto-détenues	86 122 288	54 848 320	109 696 640	54 848 320	54 684 570	109 696 640	109 369 140
	Nombre moyen d'actions sur la période après dilution	70 485 304			54 766 445			

Intérêts ne conférant pas le contrôle

<i>En milliers d'euros</i>	Pays	Pourcentage de détention des intérêts ne conférant pas le contrôle	Résultat net part des intérêts ne conférant pas le contrôle	Montant cumulé des intérêts ne conférant pas le contrôle
HWF HoldCo 1	Australie	30,00%	461	9 310
HWF HoldCo 3	Australie	20,00%	422	6 550
HWF HoldCo 2	Australie	20,00%	(80)	3 744
HWF 1	Australie	30,00%	(263)	1 054
HWF 2	Australie	20,00%	1 510	429
Bangweulu Power Company	Zambie	41,20%	(397)	331
HWF 3	Australie	20,00%	1 877	186
Hedet	Finlande	19,90%	(63)	21
Central Metoro S.A.	Mozambique	25,00%	(136)	(137)
EREC	Jamaïque	50,00%	(493)	(271)
Biomasse Energie de Commentry Individuellement non significatives	France	49,00%	(1 483)	(10 337)
			(197)	(741)
Participations ne conférant pas le contrôle			1 158	10 140

24. Provisions

Le mouvement sur les provisions se détaille ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	Provisions non courantes	Provisions courantes
Montant au 31 décembre 2016	5 115	-
Dotations	-	-
Reprises utilisées	-	-
Actualisation	105	-
Effet des variations de périmètre	-	-
Autres mouvements	575	-
Montant au 31 décembre 2017	5 795	-
Dotations	-	-
Reprises utilisées	(597)	-
Actualisation	181	-
Effet des variations de périmètre	(28)	-
Autres mouvements	5 223	-
Montant au 31 décembre 2018	10 573	-

Les autres mouvements correspondent principalement aux provisions de démantèlement constatées sur les actifs de production entrés en exploitation courant 2018.

La provision pour démantèlement constatée sur les actifs de production en exploitation s'élève à 10,2 M€ au 31 décembre 2018, contre 4,8 M€ au 31 décembre 2017.

25. Dettes financières

Au 31 décembre 2018, l'endettement total du Groupe atteint 1 691 M€, contre 1 399 M€ au 31 décembre 2017.

A l'exception des deux centrales ci-dessous, il n'est constaté aucune indication que les différentes sociétés financées par des dettes projet ne respectent pas leurs covenants de ratios financiers de DSCR minimum, ou de fonds propres minimum :

- Auxois Sud : des arrêts ont été réalisés en fin d'année 2018 afin de permettre la construction d'une extension (centrale du « Plateau de l'Auxois Sud ») entraînant une perte de revenu équivalente à 2 mois de production, ce qui a baissé le DSCR en-dessous du déclenchement de défaut. Cet événement reste de nature exceptionnelle et ne reflète en rien une moindre performance de la centrale.
- Champs d'Amour : Pour cette première année d'exploitation, la centrale éolienne de Champs d'Amour a été pénalisée par une ressource plus faible simultanément à la montée en charge plus lente que prévue. Cette conjonction a négativement déplacé le DSCR en-dessous du déclenchement de défaut.

La dette bancaire (financement des projets) issue des actifs en opération durant toute la période est de 829,9 M€.

A la date du présent document, le Groupe a entamé des discussions avec les créanciers prêteurs dans le but d'obtenir des *waivers* à ces cas de non-respect de DSCR minimums. Le Groupe n'anticipe pas de difficultés significatives dans l'obtention de ces *waivers*.

a. Dette nette

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Emprunt bancaire - financement des projets	1 229 321	974 345
Financements obligataires des projets	262 752	231 139
Dettes locatives	96 912	-
Financement corporate	16 091	78 429
Investisseurs minoritaires et autres	45 361	90 423
Instruments dérivés passifs - effets des couvertures	40 326	24 843
Total dettes financières	1 690 763	1 399 180
Investisseurs minoritaires et autres	(45 361)	(90 423)
Total dettes financières ajustées	1 645 401	1 308 756
Placements à court terme	(165 392)	(3 832)
Disponibilités	(338 440)	(256 168)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(503 832)	(260 000)
Dépôts de garantie	(97 835)	(66 841)
Instruments dérivés actifs - effets des couvertures	(5 834)	(6 119)
Autres créances	6	(4 868)
Total autres actifs	(103 664)	(77 829)
Total dette nette	1 037 905	970 928

Les dettes locatives sont incluses dans le calcul de la dette nette, en regard d'un EBITDA courant qui n'inclut pas les charges de loyers (application IFRS 16).

b. Analyse par nature

<i>En milliers d'euros</i>	Non courantes	Courantes	31.12.2018	Non courantes	Courantes	31.12.2017
Emprunts bancaires - financement des projets	1 142 661	86 660	1 229 321	910 425	63 921	974 345
Financements obligataires des projets	235 443	27 309	262 752	208 833	22 307	231 139
Dettes locatives	92 827	4 085	96 912	-	-	-
Financement corporate	13 850	2 241	16 091	15 250	63 179	78 429
Investisseurs minoritaires et autres	40 892	4 470	45 361	81 676	8 747	90 423
Instruments dérivés - effets des couvertures	33 270	7 056	40 326	17 475	7 369	24 843
Total Dettes financières	1 558 941	131 821	1 690 763	1 233 658	165 522	1 399 180

Emprunts bancaires – financement des actifs de production

Le Groupe finance une part prépondérante de ses investissements grâce à de la dette sans recours sur la société-mère (« Project Finance »).

En 2018, les nouveaux financements de ce type s'élèvent à 342,8 M€, et concernent principalement les centrales solaires de Coleambally (108,3 M€), Bulgana (29,7 M€) et Numurkah (27,8 M€) en Australie, et les centrales éoliennes de Chassepain (30,6 M€), du Pays Chaumontais (29,3 M€) et du Plateau de l'Auxois Sud (19,1 M€) en France.

En 2017, ils concernaient les centrales éoliennes de HWF3, Osière, Vallée aux Grillons, Champs d'Amour, ainsi que les projets solaires de Parkes, Griffith et Dubbo.

Financements obligataires des projets – non courant

En 2018, Neoen a tiré 50,2 M€ supplémentaires sur le Green Bond conclu avec AMP Capital, et remboursé 8,7 M€.

En décembre 2017, Neoen a émis un Green Bond de 245 M€ en trois devises (EUR, AUD et USD), sur un portefeuille de 42 projets multi-pays de 1,6 GW. Le financement du Green Bond, mis en place le 14 décembre, a été conclu avec AMP Capital. En 2017, les tirages représentaient 144,9 M€.

Dettes locatives

La dette locative est initialement évaluée à la valeur actuelle des paiements de location qui ne sont pas payés à la date d'entrée en vigueur, actualisée au taux marginal d'emprunt du preneur puis remboursée et désactualisée suivant le rythme des paiements des loyers.

Investisseurs minoritaires et autres

Les autres dettes financières sont principalement composées des comptes courants minoritaires dans les sociétés biomasse de Commentry, Hedet et EREC.

Financement corporate – courant

Le Groupe a accès à plusieurs lignes de financement bancaires court terme.

c. Ventilation des dettes financières par typologie de taux

Les dettes financières se décomposent par taux de la façon suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Dettes à taux fixes	657 157	619 668
Dettes à taux variables	993 280	754 668
Effet des couvertures	40 326	24 843
Total des dettes financières après effet des couvertures	1 690 763	1 399 180

Par principe, les financements de projet souscrits à taux variable font l'objet d'une couverture qui représente en général 75% ou plus du montant de la dette. Ces instruments de couverture sont valorisés à leur juste valeur.

d. Ventilation du total des remboursements des dettes financières par échéance

La ventilation par échéance du total des remboursements des dettes financières (incluant le remboursement du capital et le paiement des intérêts courus non échus) est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total dettes financières
Emprunts bancaires - financement des projets	86 660	200 931	941 730	1 229 321
Financements obligataires des projets	27 309	77 170	158 273	262 752
Dettes locatives	4 085	6 196	86 630	96 912
Financement corporate	2 241	9 850	4 000	16 091
Investisseurs minoritaires et Autres	4 470	1 422	39 470	45 361
Instruments dérivés - effets des couvertures	7 056	4 890	28 380	40 326
Total au 31 Décembre 2018	131 821	300 459	1 258 482	1 690 763

e. Ventilation par flux des dettes financières

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2017	Flux de trésorerie	Variations sans effet de trésorerie						31.12.2018
			Effet de change	Variation de périmètre	Variation de juste valeur et coût amorti	Intérêts courus	Changement de méthode (IFRS 16)	Autres variations	
Emprunts bancaires - financement des projets	974 345	276 720	(21 470)	(436)	1 747	(1 554)	-	(32)	1 229 321
Financements obligataires des projets	231 139	33 217	(3 091)	-	873	614	-	(0)	262 752
Dettes locatives	-	(2 844)	(621)	-	-	1 235	74 001	25 141	96 912
Financement corporate	78 429	(62 150)	(0)	-	-	-	-	(188)	16 091
Investisseurs minoritaires et autres	90 423	6 612	(270)	2 057	-	-	-	(53 461)	45 361
Instruments dérivés - effets des couvertures	24 843	(0)	(966)	-	16 449	-	-	-	40 326
Total Dettes financières	1 399 180	251 554	(26 418)	1 621	19 070	295	74 001	(28 540)	1 690 763

La première application d'IFRS 16 a conduit à la constatation d'une dette locative de 74 M€ (changement de méthode).

Les autres mouvements correspondent principalement à :

- La constatation des nouveaux baux ou avenants entrés en vigueur sur l'année pour 24,6 M€ ;
- L'incorporation au capital du compte courant d'associé détenu par Impala pour - 53,6 M€.

26. Instruments financiers dérivés

Afin de se couvrir contre la variation des taux d'intérêt des emprunts souscrits dans le cadre du financement de ses centrales de production, Neoen a recours à des swaps de taux (cf. note 32.a). Au 31 décembre 2018, la comptabilité de couverture de flux de trésorerie est appliquée pour ces instruments financiers dérivés. Les flux d'intérêts relatifs à ces swaps de taux seront reconnus en résultat sur la durée des financements en liaison avec les charges d'intérêt de l'emprunt couvert.

En 2018, un montant de 17,2 M€ a été reconnu dans les autres éléments du résultat global au titre de la variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie, et 1,7 M€ ont été recyclés entraînant une charge additionnelle du même montant.

Au cours de l'exercice 2017, un montant de - 4,5 M€ avait été reconnu dans les autres éléments du résultat global au titre de la variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie, et 4,1 M€ avaient été recyclés par résultat.

27. Impôts différés

Les impôts différés actifs et passifs inscrits au bilan ont pour origine :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Différence entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales :		
- Immobilisations	5 815	5 061
- Provisions	(54 293)	(26 609)
- Ecart d'évaluation	(2 388)	(2 523)
- Financier	7 902	3 184
- Autres éléments	1 603	332
Activation des déficits fiscaux et crédits d'impôt	42 655	25 597
Impôts différés nets	1 293	5 042
Impôts différés actifs	39 075	26 264
Impôts différés passifs	37 782	21 221
Impôts différés nets	1 293	5 043

La variation des impôts différés s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	Impôts différés Actif	Impôts différés Passif	Total
Impôts différés nets au 31 décembre 2016	20 595	12 344	8 251
Mouvement par résultat	25 954	28 962	(3 008)
Autres éléments du résultat global	67	(679)	746
Actualisation	2	1	1
Effet des variations de périmètre	137	-	137
Compensation des impôt différés	(22 241)	(22 241)	-
Autres mouvements	1 749	1 833	(84)
Changement de méthode comptable (IFRS 9)		1 001	(1 001)
Impôts différés nets au 31 décembre 2017	26 263	21 221	5 042
Mouvement par résultat	24 182	32 208	(8 026)
Autres éléments du résultat global	6 638	1 559	5 080
Effet des variations de périmètre	(0)	0	(0)
Actualisation	-	-	-
Compensation des impôt différés	(8 320)	(8 320)	-
Autres mouvements	(9 688)	(8 885)	(804)
Impôts différés nets au 31 décembre 2018	39 075	37 782	1 293

En 2018, le montant d'impôt différé non reconnu au titre des déficits fiscaux générés sur la période s'élève à 0,9 M€.

La compensation entre les positions actives et passives est effectuée par pays et par groupes fiscaux.

28. Fournisseurs et comptes rattachés

Les dettes fournisseurs se répartissent de la façon suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Fournisseurs	25 775	23 009
Fournisseurs d'immobilisations	110 752	134 347
Total fournisseurs et comptes rattachés	136 527	157 355

Les fournisseurs d'immobilisations correspondent à des factures reçues en fin d'année pour des projets en cours de construction et non échues.

29. Autres passifs courants

a. Dettes fiscales et sociales

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Dettes fiscales	9 648	8 232
Dettes sociales	5 439	4 165
Total dettes fiscales et sociales	15 087	12 397

Les dettes fiscales se composent principalement de dettes de TVA sur des factures émises en fin d'année. Les dettes sociales correspondent essentiellement aux provisions pour primes, congés payés ainsi que les charges sociales associées.

b. Autres passifs courants

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Produits constatés d'avance	18 701	23 226
Autres créditeurs	4 155	12 277
Total autres passifs courants	22 856	35 502

Les produits constatés d'avance correspondent majoritairement aux subventions d'investissement reçues de l'ARENA pour les projets de DeGrussa, Parkes, Griffith et Dubbo Solar Hub en Australie. Ces subventions sont lissées sur la durée du projet correspondant.

Les autres dettes correspondent essentiellement à des compléments de prix sur les acquisitions d'immobilisations incorporelles (détaillées en note 14).

30. Juste valeur des actifs et passifs financiers

La juste valeur d'un actif et d'un passif est le prix qui serait convenu entre des parties libres de contracter et opérant aux conditions du marché. La détermination de la juste valeur doit être fondée sur des données de marché observables qui fournissent l'indication la plus fiable de la juste valeur d'un instrument financier.

Pour les swaps et les emprunts, la juste valeur est déterminée sur la base des flux contractuels actualisés aux taux d'intérêts du marché. La juste valeur des dettes fournisseurs et des créances clients correspond à la valeur comptable indiquée au bilan, l'effet de l'actualisation des flux futurs de trésorerie n'étant pas significatif.

Les tableaux présentés ci-dessous indiquent conformément aux dispositions de l'amendement à IFRS 7 Instruments financiers : informations à fournir les actifs et passifs du Groupe qui sont évalués à la juste valeur selon leur mode d'évaluation :

31.12.2018	Niveau	Valeur comptable	Juste valeur	Actif disponible à la vente	Juste valeur	Prêts et créances	Dettes au coût amorti
Instruments financiers dérivés	2	5 834	5 834		5 834		
Clients et comptes rattachés	-	33 755	33 755			33 755	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	503 832	503 832		503 832		
Total actifs financiers		543 421	543 421	-	509 666	33 755	-
Dettes financières non courantes	3	1 525 671	1 525 671				1 525 671
Instruments financiers dérivés	2	40 326	40 326		40 326		
Dettes financières courantes	3	124 765	124 765				124 765
Fournisseurs et comptes rattachés	-	136 527	136 527				136 527
Total passifs financiers		1 827 290	1 827 290	-	40 326	-	1 786 963

31.12.2017	Niveau	Valeur comptable	Juste valeur	Actif disponible à la vente	Juste valeur	Prêts et créances	Dettes au coût amorti
Instruments financiers dérivés	2	6 119	6 119		6 119		
Clients et comptes rattachés	-	29 024	29 024			29 024	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	260 000	260 000		260 000		
Total actifs financiers		295 143	295 143	-	266 120	29 024	-
Dettes financières non courantes	3	1 216 183	1 216 183				1 216 183
Instruments financiers dérivés	2	24 843	24 843		24 843		
Dettes financières courantes	3	158 153	158 153				158 153
Fournisseurs et comptes rattachés	-	157 355	157 355				157 355
Total passifs financiers		1 556 535	1 556 535	-	24 843	-	1 531 692

Les niveaux de classification sont définis comme suit :

- Niveau 1 : prix coté sur un marché actif ;
- Niveau 2 : prix coté sur un marché actif pour un instrument similaire, ou autre technique d'évaluation basée sur des paramètres observables ;
- Niveau 3 : technique d'évaluation incorporant des paramètres non observables.

Notes annexes

31. Information sectorielle

En milliers d'euros		31.12.2018	Eolien	Solaire	Stockage	Biomasse	Développement & Investissement	Eliminations	Total
EMEA	Compte de résultat								
	Chiffre d'affaires	29 399	39 937	0	20 639				89 974
	EBITDA courant	23 010	33 789	-3	7 073				63 870
	Bilan								
	Total actif	384 857	466 851	2 917	79 370				933 995
AMERIQUES	Tableau de flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	99 984	53 319	951	8 681				162 936
	Compte de résultat								
	Chiffre d'affaires		16 408						16 408
	EBITDA courant		11 656						11 656
AUSTRALIE	Bilan								
	Total actif		216 200						216 200
	Tableau de flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles		23 952						23 952
	Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	79 156	24 030	17 938					121 125	
EBITDA courant	68 827	32 005	14 205					115 038	
TOTAL	Bilan								
	Total actif	611 850	428 531	52 772					1 093 153
	Tableau de flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	103 688	194 593	24 191					322 473
	Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	108 556	80 375	17 938	20 639	63 084	-62 965		227 626	
EBITDA courant	91 838	77 450	14 203	7 073	10 890	-27 059		174 395	
TOTAL	Bilan								
	Total actif	996 707	1 111 582	55 689	79 370	349 247	-23 735		2 568 861
	Tableau de flux de trésorerie								
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	203 672	271 865	25 143	8 681	4 785	-30 284		483 862	

En milliers d'euros		31.12.2017	Eolien	Solaire	Stockage	Biomasse	Développement & Investissement	Eliminations	Total
EMEA	Compte de résultat								
	Chiffre d'affaires	19 104	41 195	0	7 616				67 916
	EBITDA courant	14 466	33 169	-2	659				48 292
	Bilan								
	Total actif	264 441	322 142	3	89 908				676 493
AMERIQUES	Tableau de flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	66 098	16 527	0	2 694				85 319
	Compte de résultat								
	Chiffre d'affaires		12 314						12 314
	EBITDA courant		8 374						8 374
AUSTRALIE	Bilan								
	Total actif		134 273						134 273
	Tableau de flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles		42 556						42 556
	TOTAL	Compte de résultat							
Chiffre d'affaires		53 537	2 463	566					56 567
EBITDA courant		45 130	10 200	374					55 705
Bilan									
Total actif		566 131	222 776	55 443					844 350
TOTAL	Tableau de flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	192 554	166 185	367					359 107
	Compte de résultat								
	Chiffre d'affaires	72 641	55 973	566	7 616	48 575	-46 068		139 304
	EBITDA courant	59 596	51 743	373	659	7 910	-18 098		102 183
TOTAL	Bilan								
	Total actif	830 572	679 190	55 446	89 908	161 656	-7 774		1 808 998
	Tableau de flux de trésorerie								
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	258 652	225 268	367	2 694	3 557	-22 532		468 007

Le chiffre d'affaires des secteurs *Eolien*, *Solaire*, *Stockage* et *Biomasse* est réalisé en grande majorité avec des acteurs étatiques (États ou entités contrôlées par un État) et entreprises de distribution d'électricité (utilities).

Le chiffre d'affaires du secteur *Développement et Investissement* est constitué très majoritairement de facturations envers les sociétés du Groupe et éliminé dans le secteur *Eliminations*.

Au 31 décembre 2018, le chiffre d'affaires, réalisé par des entités françaises, s'élève à 83,9 M€ (contre 61,0 M€ au 31 décembre 2017) et les actifs non courants représentent 681,7 M€ (contre 527,1 M€ au 31 décembre 2017).

La notion d'EBITDA courant correspond au résultat opérationnel courant retraité des dotations aux amortissements et provisions courants.

32. Gestion des risques

a. Risques de taux

Le Groupe Neoen est exposé aux risques de marché par ses activités d'investissements. Cette exposition est principalement liée aux fluctuations des taux d'intérêts variables non-hedgés de ses dettes projets.

Les couvertures sur le risque de taux d'intérêt sont effectuées au moyen d'instruments contractés de gré à gré, avec des contreparties de premier rang. Le Groupe contracte des instruments financiers, afin de se couvrir sur ses dettes à taux variables, avec pour cible un minimum de 75 % du nominal en alignant ces instruments dérivés sur les durées, les taux de référence, les périodes d'intérêt et les amortissements attendus des prêts qui font l'objet de ces couvertures.

La politique de gestion des risques du Groupe a pour objectif de limiter et de maîtriser les variations des taux d'intérêt et leurs répercussions sur le résultat et les flux de trésorerie futurs.

Au 31 décembre 2018 <i>En milliers d'euros</i>	Montants notionnels par échéance			Juste valeur	Enregistré en capitaux propres	Enregistré en résultat
	Inférieur à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total			
Swaps de taux - Solaire	79 639	220 636	300 275	18 106	18 106	0
Swaps de taux - Eolien	78 309	301 918	380 227	22 220	22 220	0
Caps de taux	65 316	120 420	185 736	5 831	5 831	0
Total	223 264	642 974	866 238	46 157	46 157	0

b. Risques de change

Les risques de change portent sur les transactions opérationnelles en devises étrangères qui ont tendance à augmenter avec le déploiement soutenu du Groupe à l'international. Afin d'éviter tout risque de change sur les actifs en opération, le Groupe finance systématiquement ses actifs dans la devise fonctionnelle.

c. Risques de contrepartie

Compte tenu de la pluralité des fournisseurs et sous-traitants, leur insolvabilité ne pourrait avoir de conséquences significatives sur l'activité.

Au regard de la qualité des signataires des contrats de vente d'électricité, le Groupe considère que le risque de contrepartie lié aux comptes clients est non significatif.

Le Groupe Neoen place ses disponibilités, quasi-disponibilités, et conclut des contrats de taux d'intérêt auprès d'institutions financières de premier rang.

d. Risques de liquidité

Au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2018, la position de liquidité se décompose comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	503 832	259 721
Autorisations de découverts disponibles	145 000	39 000
Total	648 832	298 721

e. Risques liés aux évolutions réglementaires

Neoen vend de l'électricité dans le cadre de contrats de long-terme faisant l'objet d'engagements fermes de la part des contreparties de Neoen, dont de nombreux états. Il est arrivé, dans des pays dans lesquels Neoen n'opère pas (Espagne en particulier), que des états remettent en cause rétroactivement certains tarifs de rachat particulièrement bonifiés. Toute remise en cause de tarification serait susceptible d'impacter significativement les états financiers du Groupe.

La stratégie multi-filière et multi-pays de Neoen a pour effet de limiter ce risque en réduisant l'exposition du Groupe à une technologie ou un pays en particulier. Le prix particulièrement compétitif de l'électricité produite par Neoen dans la grande majorité de ses contrats constitue également un « hedge » naturel contre ce risque.

33. Engagements hors bilan

a. Engagements hors bilan donnés

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Garanties accordées à des fournisseurs	104 269	20 277
Contrats de location ferme	-	87 649
Maintenance	476 767	349 604
Autres engagements	227 075	97 506
Engagements donnés liés aux activités opérationnelles	808 112	555 036
Actifs donnés en garantie	1 937 574	1 402 227
Garanties diverses	-	-
Engagements donnés liés aux activités de financement	1 937 574	1 402 227
Total des engagements hors bilan donnés	2 745 685	1 957 263

Engagements donnés liés aux activités opérationnelles :

Garanties accordées à des fournisseurs

Dans le cadre de la construction de ses actifs de production, le Groupe peut être amené à temporairement octroyer des garanties à ses fournisseurs.

Contrats de location ferme

Il s'agit principalement des baux signés dans le cadre des projets. Cet engagement hors bilan disparaît du fait de l'application anticipé d'IFRS 16.

Maintenance

Dans le cadre de l'exploitation de ses actifs de production, le Groupe est amené à signer des contrats de maintenance pouvant s'étaler sur plusieurs exercices. Les prestations sont comptabilisées en charges l'année où elles sont réalisées.

Autres engagements donnés

Il s'agit principalement de garanties données par le groupe dans le cadre du développement des projets telles que garanties de soumission à des appels d'offre, garanties de performance et de démantèlement.

Engagements donnés liés aux activités de financement :

Les actifs donnés en garantie

Les dettes contractées par le Groupe, dans le cadre de financement de projets, sont assorties dans la plupart des cas de nantissement sur l'ensemble des titres et avances en comptes courants d'associés ainsi que de gages sur les actifs en garantie de remboursement de la dette bancaire jusqu'à son extinction.

b. Engagements hors bilan reçus

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Engagements d'achat d'énergie	5 657 593	3 668 718
Autres engagements reçus	620 955	56 117
Engagements reçus liés aux activités opérationnelles	6 278 548	3 724 836
Lignes de crédits accordées aux projets	321 354	215 797
Lignes de crédits corporate accordées	145 000	39 000
Garanties diverses	-	-
Engagements reçus liés aux activités de financement	466 354	254 797
Total des engagements hors bilan reçus	6 744 903	3 979 632

Engagements reçus liés aux activités opérationnelles :

Engagements reçus d'achat d'électricité

Dans la majorité des cas, la société porteuse d'un projet et appelée à l'exploiter, conclut un contrat à long terme de fourniture d'énergies.

Le Groupe bénéficie d'engagements d'achat pour des périodes de 15 à 20 ans. L'engagement global a été évalué sur la base des volumes de production estimée par le groupe sur la durée des contrats d'achat et des prix de vente non inflatés.

Autres engagements reçus

Nous retrouvons essentiellement les garanties reçues par les constructeurs pour la bonne exécution de la construction des centrales ainsi que des fournisseurs au titre de la maintenance.

Engagements reçus liés aux activités de financement :

Lignes de crédits accordées aux projets

Au 31 décembre 2018, le Groupe bénéficiait d'engagements reçus de financement de projets pour un montant de 321 M€ non utilisés à cette date.

Lignes de crédits corporate accordées

Le Groupe possède des lignes de crédit court terme pour les besoins de fonds de roulement de la société mère.

34. Parties liées

Des transactions ont été réalisées avec : la société Impala, sa filiale Eiffel Investissement Groupe et BPI France, identifiées comme des parties liées pour le Groupe.

Les charges auprès des parties liées concernent principalement des management fees, ainsi que des intérêts sur les garanties octroyées. Les dettes envers les parties liées correspondent à des financements.

Les comptes de Neoen sont intégrés par intégration globale dans les comptes consolidés de la société Impala qui détient 50,1% de son capital. Les transactions avec Impala et ses filiales ou BPI France ont été effectuées à des conditions normales de marché.

Le tableau suivant fournit le montant de ces transactions au titre des exercices clos au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017 :

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Charges	4 165	4 733
Dettes	15 723	69 732
Garanties	99 340	80 003

35. Rémunération des dirigeants

<i>En milliers d'euros</i>	31.12.2018	31.12.2017
Avantages du personnel à court terme	2 473	1 821
Paiements fondés sur des actions	1 049	458
Total rémunérations des dirigeants	3 523	2 279

Les dirigeants représentent les membres du comité exécutif du Groupe.

36. Honoraires des commissaires aux comptes

<i>En euros</i>	Deloitte / Constantin	RSM	Autres réseaux	Total 31.12.2018
Neoen SA				
Audit Légal	90 000	28 000	-	118 000
SACC	420 000	10 500	-	430 500
Filiales				
Audit Légal	341 110	-	134 927	476 037
Total	851 110	38 500	134 927	1 024 537

Les Services Autres que la Certification des Comptes (SACC) contiennent principalement les honoraires relatifs à l'introduction en bourse.

37. Événements postérieurs à la clôture

En janvier 2019, Neoen a annoncé la mise en service de la première tranche de Corbas. Affichant une puissance totale de 16 MWc, Corbas est le plus important projet d'ombrières de France. Les panneaux solaires vont permettre de protéger des intempéries les véhicules neufs présents sur le site. Les riverains ont été associés au financement. En l'espace de quatre semaines, ils ont apporté 1,2 million d'euros au projet sous forme de financement participatif, ce qui en fait la collecte la plus importante et la plus rapide pour financer un projet solaire en France selon les termes proposés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

En février 2019, Neoen a conclu un nouveau programme de financement en dette senior d'un portefeuille de projets solaires et éoliens français. Ce programme est dimensionné pour atteindre une centaine de millions d'euros. La Caisse d'Épargne CEPAC, en tant qu'arrangeur des crédits, coordinateur et agent des prêteurs a structuré le financement, Bpifrance et la BEI en sont les partenaires financiers.

Également **en février 2019** et six mois après l'annonce de la signature d'un contrat d'achat de l'électricité produite par Google, Neoen a bouclé le financement de Hedet, projet éolien de 81 MW situé en Finlande. KfW IpeX et SEB apportent la dette senior du projet (66,5 M€). Hedet sera le 1^{er} projet de Neoen à être mis en service en Finlande, pays dans lequel la société compte accélérer son développement.

En mars 2019, Neoen a remporté une puissance agrégée de 45 MWc lors du dernier appel d'offres gouvernemental pour les centrales solaires au sol (dit CRE 4.5 - Commission de Régulation de l'Energie). Ces 45 MW se décomposent en 5 projets détenus à 100% par Neoen. Ces 5 projets lauréats se trouvent dans les départements du Tarn-et-Garonne, de la Moselle, de la Meurthe-et-Moselle, de l'Allier et des Landes. Leur financement en dette projet sans recours est d'ores et déjà sécurisé. Trois d'entre eux feront appel à un financement participatif local. Deux d'entre eux participeront à la réhabilitation de sites dégradés. Enfin, trois projets devraient voir leur construction lancée dès cette année.

Également **en mars 2019**, Neoen a signé le financement de son projet El Llano au Mexique. Bancomex, Natixis et Société Générale apporteront la dette senior du projet dont le total d'investissement hors coûts du financement s'élève à 280 millions de dollars US. Ce parc photovoltaïque de 375 MWc, intégralement développé par Neoen, est à ce jour la centrale la plus puissante de son portefeuille d'actifs. Ce projet a été lauréat en novembre 2017 du 3^{ème} appel d'offres public mexicain portant sur les énergies renouvelables. Avec un contrat de vente de l'électricité produite à moins de 19 dollars par MWh, il est l'un des projets solaires les plus compétitifs au monde.

Fin mars 2019, Neoen a enfin annoncé le lancement de la construction du parc photovoltaïque de Miremont, en Haute-Garonne. Situé sur une ancienne gravière, ce projet de 10 MWc va participer à la réhabilitation du site. Il devrait être mis en service dès le mois de juillet de cette année.

38. Périmètre de consolidation

Au cours de l'exercice 2018, les sociétés Neoen Jules GmbH et Neoen Mistral GmbH ont fait usage de la disposition dérogatoire de l'article 264, paragraphe 3, du Code de commerce allemand (HGB) en ce qui concerne l'établissement d'une annexe, le rapport de gestion et la publication des comptes annuels.

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017
Société mère	Neoen	Mère	Mère
Intégration globale	Neoen Argentina	100%	100%
	ENR TUC	80%	80%
	Altiplano Solar S.A.	100%	80%
	Field Fare Argentina 2	100%	98%
	Atria Solar	100%	0%
	Neoen Australia	100%	100%
	Neoen Development Australia	100%	100%
	HWF HoldCo 1	70%	70%
	HWF FinCo 1	70%	70%
	HWF 1	70%	70%
	HWF HoldCo 2	80%	80%
	HWF FinCo 2	80%	80%
	HWF 2	80%	80%
	HWF HoldCo 3	80%	80%
	HWF Finco 3	80%	80%
	HWF 3	80%	80%
	Hornsedale Asset Co	76,7%	76,7%
	Degrussa Solar HoldCo	100%	100%
	Degrussa Solar Project	100%	100%
	Parkes Solar Farm HoldCo Pty Ltd	100%	100%
	Parkes Solar Farm FinCo Pty Ltd	100%	100%
	Parkes Solar Farm Pty Ltd	100%	100%
	Griffith Solar Farm HoldCo Pty Ltd	100%	100%
	Griffith Solar Farm FinCo Pty Ltd	100%	100%
	Griffith Solar Farm Pty Ltd	100%	100%
	Dubbo Solar Hub HoldCo Pty Ltd	100%	100%
	Dubbo Solar Hub FinCo Pty Ltd	100%	100%
	Dubbo Solar Hub Pty Ltd	100%	100%
	Neoen Wind HoldCo 1 Pty Ltd	100%	100%
	Bulgana Holdings Pty Ltd	100%	100%
	Bulgana Windfarm Pty Ltd	100%	100%
	Coleambally HoldCo Pty Ltd	100%	100%
	Coleambally FinCo Pty Ltd	100%	100%
	Coleambally Solar Pty Ltd	100%	100%
	Numurkah HoldCo Pty Ltd	100%	100%
	Numurkah FinCo Pty Ltd	100%	100%
	Numurkah Solar Farm Pty Ltd	100%	100%
	HPR Holdco Pty Ltd	100%	100%
	HPR Finco Pty Ltd	100%	100%
	Hornsedale Power Reserve Pty Lt	100%	100%
	Gilgandra Solar Holdco Pty Ltd	100%	100%
	Gilgandra Solar Finco Pty Ltd	100%	100%
	Gilgandra Solar Pty Ltd	100%	100%
	ENR Colombia	100%	100%
	Neoen Phoenix	100%	100%
	Neoen Mistral GmbH	100%	100%
	Hedet	80,1%	0%
Neoen renewables Finland Oy	100%	0%	
Björkliden Vindpark Ab	80,1%	0%	
Neoen International	100%	100%	
Neoen Services International	100%	100%	
Neoen Services	100%	100%	
Neoen Eolienne	100%	100%	
Neoen Marine Développement	65%	65%	
Neoen Solaire	100%	100%	
Neoen Biopower	100%	100%	
Neoen Production 1	100%	100%	
Neoen Production 2	100%	100%	
Neoen Production 3	100%	100%	
Neoen Mistral SAS	100%	100%	

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017
Intégration globale	Aiolos	100%	100%
	Centrale Eolienne de l'Auxois Sud	100%	100%
	Centrale Eolienne de Reclainville	100%	100%
	Centrale Eolienne de Bais et Trans	100%	100%
	Centrale Eolienne de la Montagne	100%	100%
	Holding Bussy Lettrée	100%	100%
	Centrale Eolienne de Bussy 1A	100%	100%
	Centrale Eolienne de Bussy 1B	100%	100%
	Centrale Eolienne de Bussy 2	100%	100%
	Holding Raucourt II	100%	100%
	Centrale Eolienne de Flaba	100%	100%
	Centrale Eolienne de La Tabatière	100%	100%
	Centrale Eolienne de l'Osière	100%	100%
	Centrale Eolienne de la Vallée aux Grillons	100%	100%
	Centrale Eolienne Chanteraine	100%	100%
	Centrale Eolienne Chemin des Vignes	100%	100%
	Centrale Eolienne Les Hauts Chemins	100%	100%
	Centrale Eolienne Des Beaux Monts	100%	100%
	Centrale Eolienne La Garenne	100%	100%
	Centrale Eolienne Fontenneselles	100%	100%
	Centrale Eolienne Chassepain	100%	100%
	Centrale Eolienne de Villacerf	100%	100%
	Centrale Eolienne de Laurens	100%	100%
	Centrale Eolienne de Trédaniel	100%	100%
	Centrale Eolienne de Viersat	100%	100%
	Centrale Eolienne du Nord Val de l'Indre	100%	100%
	Centrale Eolienne du Pays entre Madon et Moselle	100%	100%
	Centrale Eolienne Vexin	100%	100%
	Centrale Eolienne Terrajeaux	100%	100%
	Centrale Eolienne De La Verte Epine	100%	100%
	Centrale Eolienne des Ailes de Foulzy	100%	100%
	Centrale Eolienne des Champs d'Amour	100%	100%
	Centrale Eolienne du Plateau de l'Auxois Sud	100%	100%
	Centrale Eolienne le Berger	100%	100%
	Centrale Eolienne du Pays Chaumontais	100%	100%
	SARL Vendaisne	100%	100%
	Centrale Eolienne du Moulin à vent	100%	100%
	Centrale Eolienne de l'Orvin	100%	100%
	Centrale Eolienne du Peyro Del Ase	100%	100%
	Centrale Eolienne de Mont de Malan	100%	100%
	Centrale Eolienne les Sablons	100%	100%
	Centrale Eolienne de Vesly	100%	100%
	Centrale Eolienne de Crosville 1	100%	100%
	Centrale Eolienne de Crosville 2	100%	100%
	Centrale Eolienne de Rubercy	100%	100%
	Centrale Eolienne du Chemin Vert	100%	100%
	Centrale Eolienne de Courcôme	100%	100%
	Centrale Eolienne de St Sauvant	100%	100%
	Centrale Eolienne de la Voie Verte	100%	100%
	Centrale Eolienne Mont de Transet	100%	100%
	Centrale Eolienne Largeasse	100%	100%
	Centrale Eolienne Dissangis	100%	100%
	Centrale Eolienne la Briqueterie	100%	100%
	CE Avaloirs	100%	100%
	Centrale Solaire 3	100%	100%
	Centrale Solaire du Zénith	100%	100%
	Centrale Solaire Kertanguy	100%	100%
	Centrale Solaire de Torreilles	100%	100%
	PV La Granes	100%	100%
	Geloux Solarphoton	100%	100%
Claouziquet Centrale Solaire	100%	100%	
Luxey Solarphoton	100%	100%	
Garein Solarphoton	100%	100%	
SCI Constantinus	100%	100%	

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017
Intégration globale	SNC Solaire Cestas	100%	100%
	Poste de Livraison Constantin	100%	100%
	Groupement Solaire Cestas 1	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 1	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 2	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 3	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 4	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 5	100%	100%
	Centrale Solaire Constantin 6	100%	100%
	Holding Cap Découverte	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 1	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 2	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 3	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 4	100%	100%
	Ombriéo	100%	100%
	Neoen AO 2012	100%	100%
	Centrales Solaires Alpha	100%	100%
	Centrale Solaire Omega	100%	100%
	Centrale Solaire 7	100%	100%
	Centrale Solaire Marville 3	100%	100%
	Centrale Solaire Marville 5	100%	100%
	Centrale Solaire Arue 1	100%	100%
	Centrale Solaire Arue 2	100%	100%
	Centrale Solaire Arue 3	100%	100%
	Centrale Solaire Arue 4	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 1	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 2	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 3	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 4	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 5	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 6	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 7	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 8	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 9	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 10	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 11	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 12	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 13	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 14	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 15	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 16	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 17	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 18	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 19	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 20	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 21	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 22	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 23	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 24	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 25	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 26	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 27	100%	100%
	Centrale Solaire Corbas 1	100%	100%
	Centrale Solaire Corbas 2	100%	100%
	Centrale Solaire Corbas 3	100%	100%
	Centrale Solaire Corbas 4	100%	100%
	Centrale Solaire Morcenx 1	100%	100%
	Centrale Solaire Morcenx 2	100%	100%
	Centrale Solaire Morcenx 3	100%	100%
	Centrale Solaire Morcenx 4	100%	100%
	Centrale Solaire Cap Decouverte 4 bis	100%	100%
	Centrale Solaire Capdéc Ombrière	100%	100%
	Centrales Solaires Delta	100%	100%
	Centrale Solaire Garrigues Ouest	100%	100%
	Centrale Solaire Le Plo	100%	100%

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017
Intégration globale	Centrale Solaire Milhas	100%	100%
	Centrale Solaire Le Champ de Manœuvre	100%	100%
	Centrale Solaire Les Poulettes	100%	100%
	Centrale Solaire Le Moulin de Beuvry	100%	100%
	Centrale Solaire Le Camp	100%	100%
	Centrale Solaire Château Locoyame	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 40	100%	100%
	Centrale Solaire Larroque	100%	100%
	Centrale Solaire Bagnoles	100%	100%
	Centrale Solaire Saint Avit	100%	100%
	Centrale Solaire Amazonia	100%	100%
	Azursol Est	100%	100%
	Azursol Sud	100%	100%
	Centrale photovoltaïque de Mer	100%	100%
	Biomasse Energie de Commentry	51%	51%
	Neoen Biosource	100%	100%
	Biomasse Energie de Laneuville	100%	100%
	Biomasse Energie de Montsinery	100%	100%
	Neoen Investissement	100%	100%
	Neoen Northern Hemisphere	100%	100%
	Neoen Holding Egypt	100%	100%
	Zambia Sunlight One	68,7%	68,7%
	Centrale Solaire Orion 28	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 29	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 30	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 31	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 32	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 33	100%	100%
	Neoen Stockage	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 34	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 35	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 36	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 37	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 38	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 39	100%	100%
	Centrale Solaire Orion 41	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 42	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 43	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 44	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 45	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 46	100%	0%
	Neoen Holding Jamaica	100%	0%
	Neoen Holding Mexico	100%	0%
	Neoen Holding El Salvador	100%	0%
	Centrale Eolienne de Marsac	100%	0%
	Centrale Eolienne la Goheliere	100%	0%
	Neoen Holding Finland I	100%	0%
	Neoen Holding Finland II	100%	0%
	Neoen Zephyr	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 47	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 48	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 49	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 50	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 51	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 52	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 53	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 54	100%	0%
	Centrale Solaire Orion 55	100%	0%
	EREC	50%	50%
	Neoen Renewables Jamaica	100%	0%
	Peacock for Technical Consultancy	51%	51%
	Neoen Mexico	100%	100%

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt 31/12/2017
Intégration globale	EnR NL	100%	100%
	EnR CHI	100%	100%
	SPV AGS	100%	100%
	EnR CHI II	100%	100%
	Neoen Servicios Mexico	100%	100%
	Neoen Mozambique	100%	100%
	Central Metro S.A.	75%	0%
	NDevelopment PTG	100%	100%
	NP Investment	100%	100%
	NP Investment II	100%	100%
	CSNSP 431	100%	100%
	CSNSP 452	100%	100%
	EI Salvador	100%	100%
	Providencia Solar	100%	100%
	Pedregal Solar	70%	70%
	Nahualapa Solar	70%	70%
	Jiboa Solar	100%	70%
	Spica Solar	70%	70%
	Capella Solar	100%	70%
	Neoen US, Inc.	100%	100%
	Neoen Solar Washington LLC	100%	100%
Neoen Holding US Inc	100%	100%	
Zambia DevCo	100%	100%	
Bangweulu Power Company Functional Currency	58,8%	58,8%	
Mise en équivalence	Centrale Eolienne Tureau à la Dame	40%	40%
	Neoen Ireland Dev Co	50%	50%
	BNRG Neoen Holding	50%	50%
	CSNSP 441 MEE	50%	50%
Sortie de périmètre	Neoen Egypt Solar 1	0%	100%
	Centrale Solaire Melissa	0%	100%
	Centrale Solaire Manosque Ombrière	0%	100%

5.2 RAPPORT DE CERTIFICATION DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES DU GROUPE NEOEN AU 31 DECEMBRE 2018

DELOITTE & ASSOCIES

6 place de la Pyramide
92908 Paris-la Défense

RSM Paris

26, rue Cambacérés
75 008 Paris

NEOEN

Société anonyme
6, rue Ménars
75002 Paris

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2018

A l'Assemblée générale de la société NEOEN,

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 NEOEN relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2018, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS, 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 1er janvier 2018 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 3.a de l'annexe aux comptes consolidés qui présentent les effets de la première application des normes IFRS 15, IFRS 9 et IFRS 16 sur les comptes consolidés.

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.

a. Immobilisations produites en interne

(Notes 3.h, et 14 de l'annexe aux comptes consolidés)

Comme indiqué dans la note « H) Immobilisations Incorporelles » de l'annexe, les frais de développement des différents projets de centrales de production d'énergie d'origine renouvelable, se composant des coûts directs et indirects, externes ou internes, liés au développement, sont portés à l'actif à partir du moment où le succès des projets correspondants est probable au regard des six critères IAS 38.

▪ Risque identifié et principaux jugements

Le Groupe considère que ces critères sont remplis au moment où un projet rentre dans le portefeuille, c'est-à-dire lorsque les éléments contractuels et les études techniques indiquent que la faisabilité d'un projet est probable. A partir de la mise en service du projet, l'amortissement est calculé selon le mode linéaire sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent estimée, soit 25 ans. De plus, lorsque le Groupe estime que la probabilité de succès s'amointrit, les frais de développement sont dépréciés. Lors de l'abandon d'un projet, les coûts de développement liés à ce projet passent en charges au niveau des « Autres produits et charges opérationnelles non courants ».

Au 31 décembre 2018, la valeur nette des projets en développement s'élève à 77,3 M€, le Groupe ayant activé 21,8 M€ de charges directement imputables au développement de projets au cours de l'année 2018

Nous avons considéré la comptabilisation et l'évaluation des projets en développement générés en interne comme un point clé de l'audit en raison du niveau de jugement de la Direction requis pour l'appréciation du respect des critères d'activation des coûts correspondants et de la sensibilité aux estimations et hypothèses utilisées par la Direction pour en déterminer la valeur recouvrable.

▪ Réponses apportées lors de notre audit

Nos travaux ont notamment consisté à :

- Apprécier, au regard des normes comptables en vigueur et des règles d'activation définies par le groupe, les modalités d'examen des critères d'activation, en particulier par entretien avec la Direction ;
- Tester par sondage la concordance des montants inscrits à l'actif avec le fichier de suivi des projets établi par le groupe avec un retour à la documentation probante sous-jacente ;
- Examiner la conformité de la méthodologie appliquée par la Société pour la détermination de la valeur recouvrable des frais de développement aux normes comptables en vigueur ;
- Examiner, au regard de la durée d'utilité retenue pour ces projets en cours de développement, les modalités d'amortissement des frais de développement ;

Enfin nous avons vérifié le caractère approprié des informations fournies dans les notes H et 14 de l'annexe aux comptes consolidés.

b. Instruments financiers de couverture

(Notes P et 26 de l'annexe aux comptes consolidés)

La société Neoen finance la construction et l'exploitation de certaines de ses centrales au travers d'emprunts à taux variables exposant l'entreprise à un risque de taux. Pour couvrir ce risque, Neoen met en place des couvertures de type Swap de taux ou Cap visant à fixer le taux d'intérêt en début de projet (ou à fixer le taux d'intérêt maximal).

Comme indiqué dans la note « P) Instruments financiers dérivés » de l'annexe, les instruments financiers dérivés ayant une valeur de marché positive sont comptabilisés à l'actif et ceux ayant une valeur de marché négative sont comptabilisés au passif. Ces instruments sont initialement évalués à la juste valeur à la date de la conclusion d'un contrat dérivé, puis réévalués ensuite à leur juste valeur à chaque date de clôture.

▪ Risque identifié et principaux jugements

La société Neoen qualifie comptablement ces couvertures en Cashflow Hedge permettant de comptabiliser les variations de juste valeur des instruments de couverture en OCI pour leur part efficace. Les nouveaux principes d'IFRS 9 n'ont pas d'incidence significative sur les états financiers du Groupe à ce titre, dans la mesure où l'ensemble des opérations qui étaient qualifiées de couverture sous IAS 39 continuent à l'être sous IFRS 9.

Nous considérons la comptabilisation des instruments financiers comme un point clé de l'audit en raison de l'importance des changements potentiels de juste valeur de ces instruments, de la part de jugement dans la documentation et l'analyse des couvertures, et des impacts comptables liés à leur qualification en tant qu'instruments de couverture de flux de trésorerie.

▪ Réponses apportées lors de notre audit

Nos travaux ont notamment consisté à :

- Analyser la conformité des méthodologies appliquées par le Groupe aux normes comptables en vigueur.
 - Evaluer la compétence des spécialistes mandatés par la société (Finance Active) pour évaluer la juste valeur des instruments financiers et échangé avec la Direction afin d'obtenir une compréhension des périmètres d'intervention de ceux-ci.
 - Valider le détail du portefeuille d'instruments financiers du Groupe que nous avons rapproché de la juste valeur déterminée par les spécialistes externes au Groupe. Nous avons rapproché ces états des confirmations bancaires et réalisé des tests de valorisation.
 - Revoir la documentation de couverture de flux de trésorerie établie, et revoir le traitement comptable appliqué aux instruments financiers et leurs impacts sur le compte de résultat et les autres éléments du résultat global en fonction de la qualification de ces instruments.

Enfin, nous avons vérifié que les notes annexes aux comptes consolidés (notes P et 26) fournissent une information appropriée.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi 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.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

▪ Désignation des Commissaires aux Comptes

Nous avons été nommés Commissaire aux Comptes de la Société NEOEN par votre Assemblée Générale du 13 septembre 2008 pour le cabinet Constantin Associés, le mandat ayant été renouvelé lors de votre Assemblée Générale du 22 avril 2014 pour le cabinet Deloitte. Le cabinet RSM Paris a été nommé par votre Assemblée Générale du 12 septembre 2018.

Au 31 décembre 2018, le cabinet Deloitte et Associés était dans la 11^{ème} année de sa mission sans interruption et le cabinet RSM Paris dans sa 1^{ère} année.

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, les Commissaires aux Comptes exercent leur jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- ils identifient et évaluent 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'ils estiment 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 ;
- ils prennent 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 ;
- ils apprécient 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 ;
- ils apprécient 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'ils concluent à l'existence d'une incertitude significative, ils attirent l'attention des lecteurs de leur 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, ils formulent une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- ils apprécient la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évaluent 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, ils collectent des éléments qu'ils estiment 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 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 et Paris, le 17 avril 2019

Les commissaires aux comptes

Deloitte & Associé

RSM Paris

François Xavier AMEYE

Etienne de BRYAS

5.3 COMPTES ANNUELS DE NEOEN SA AU 31 DECEMBRE 2018

ÉTATS FINANCIERS

BILAN ACTIF	Brut		Net		Net	
<i>Montants en euros</i>	31/12/2018	Amort/dépr	31/12/2018	31/12/2017	Var (€)	
Frais de recherche et développement	-	-	-	-	-	-
Concessions, brevets et droits similaires	-	-	-	-	-	-
Fonds commercial	-	-	-	-	-	-
Autres immobilisations incorporelles	1 722 023	(287 118)	1 434 905	36 110	1 398 794	-
Immobilisations incorporelles en cours	-	-	-	1 165 668	(1 165 668)	-
Immobilisations incorporelles	1 722 023	(287 118)	1 434 905	1 201 778	233 127	-
Terrains	18 735	-	18 735	8 385	10 350	-
Constructions sur sol propre	-	-	-	-	-	-
Constructions sur sol d'autrui	-	-	-	-	-	-
Installations techniques, mat. et out. industriels	-	-	-	(4 405)	4 405	-
Installations générales, agencements et divers	-	-	-	-	-	-
Matériel de bureau, informatique et mobilier	844 350	(573 074)	271 276	156 962	114 313	-
Autres immobilisations corporelles	316 706	-	316 706	145 609	171 098	-
Immobilisations corporelles en cours	16 751	-	16 751	-	16 751	-
Immobilisations corporelles	1 196 541	(573 074)	623 467	306 550	316 917	-
Autres participations	3 730 013	-	3 730 013	1 946 508	1 783 506	-
Créances rattachées à des participations	468 542 222	(548 542)	467 993 680	283 869 491	184 124 189	-
Prêts	-	-	-	-	-	-
Dépôts et cautions	1 809 970	-	1 809 970	1 601 800	208 170	-
Autres titres immobilisés	-	-	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	5 740 566	-	5 740 566	20 000	5 720 566	-
Immobilisations financières	479 822 772	(548 542)	479 274 230	287 437 799	191 836 431	-
ACTIF IMMOBILISE	482 741 337	(1 408 735)	481 332 602	288 946 127	192 386 475	-
Matières premières, approvisionnements	-	-	-	-	-	-
Marchandises	-	-	-	-	-	-
En cours de production	-	-	-	-	-	-
Stocks et En-cours	-	-	-	-	-	-
Avances et acomptes	22 286	-	22 286	28 152	(5 866)	-
Clients et comptes rattachés	13 639 054	-	13 639 054	19 161 333	(5 522 279)	-
Autres créances	3 005 305	-	3 005 305	2 760 361	244 944	-
Créances	16 666 645	-	16 666 645	21 949 846	(5 283 201)	-
Valeurs mobilières de placement	-	-	-	-	-	-
Disponibilités et divers	250 208 881	-	250 208 881	21 242 777	228 966 104	-
Disponibilités et divers	250 208 881	-	250 208 881	21 242 777	228 966 104	-
Charges constatées d'avance	298 484	-	298 484	157 328	141 156	-
Charges à répartir	-	-	-	-	-	-
Ecart de conversion actif	1 141 677	-	1 141 677	402 358	739 320	-
ACTIF CIRCULANT	268 315 687	-	268 315 687	43 752 308	224 563 379	-
TOTAL ACTIF	751 057 024	(1 408 735)	749 648 289	332 698 435	416 949 854	-

BILAN PASSIF			
<i>Montants en euros</i>	31/12/2018	31/12/2017	Var (€)
Capital social	169 914 996	107 964 140	61 950 856
Primes d'émission, de fusion, d'apport, ...	500 783 906	64 027 003	436 756 903
Réserve légale	1 850 249	1 426 806	423 443
Autres réserves	-	-	-
Report à nouveau	8 045 422	-	8 045 422
Résultat de l'exercice	9 376 196	8 468 865	907 331
Situation nette	689 970 769	181 886 814	508 083 955
Subventions d'investissement	-	-	-
Amortissements dérogatoires	-	9 523	(9 523)
CAPITAUX PROPRES	689 970 769	181 896 337	508 074 432
Provisions pour risques	-	-	-
Provisions pour charges	1 258 421	-	1 258 421
Provisions pour litiges	350 092	922 339	(572 247)
Provisions pour pertes de change	1 141 677	402 358	739 320
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	2 750 191	1 324 697	1 425 494
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	15 340 957	77 218 010	(61 877 053)
Emprunts et dettes financières divers	18 164 300	55 568 069	(37 403 769)
Dettes financières	33 505 257	132 786 079	(99 280 822)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	16 575 064	10 448 989	6 126 076
Dettes sociales	3 692 117	3 121 713	570 404
Dettes fiscales	2 494 927	3 090 474	(595 547)
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	-	-	-
Autres dettes	108 828	-	108 828
Dettes courantes	22 870 937	16 661 176	6 209 761
DETTES	56 376 194	149 447 255	(93 071 061)
Produits constatés d'avance	24 550	27 378	(2 827)
Ecart de conversion passif	526 585	2 768	523 816
TOTAL PASSIF	749 648 289	332 698 435	416 949 855

COMPTE DE RESULTAT			
<i>Montants en euros</i>	31/12/2018	31/12/2017	Var (€)
Production vendue d'électricité	-	-	-
Production vendue de services	50 730 202	36 059 479	14 670 723
Ventes de marchandises	-	-	-
Chiffre d'affaires	50 730 202	36 059 479	14 670 723
Production stockée	-	(380 010)	380 010
Production immobilisée	-	-	-
Subventions d'exploitation	-	256 927	(256 927)
Reprises sur amortissements et provisions, transferts de charges	606 988	1 600	605 388
Autres produits	280 696	62 061	218 634
PRODUITS D'EXPLOITATION	51 617 886	36 000 058	15 617 828
Achats Stockés	-	-	-
Variation de stock (en-cours de production)	-	-	-
Achats de marchandises	-	-	-
Variation de stock	-	-	-
Achats de matières premières et autres approvisionnements	-	-	-
Autres achats et charges externes	(27 998 790)	(17 166 822)	(10 831 968)
Charges externes	(27 998 790)	(17 166 822)	(10 831 968)
Impôts, taxes et versements assimilés	(1 055 249)	(1 475 412)	420 164
Salaires et traitements	(7 943 796)	(6 406 270)	(1 537 526)
Charges sociales	(4 207 081)	(4 056 982)	(150 099)
Charges de personnel	(12 150 877)	(10 463 252)	(1 687 625)
Dotations aux amortissements sur immobilisations	(1 471 669)	(131 156)	(1 340 513)
Dotations aux amortissements sur charges d'exploitation	-	-	-
Dotations aux provisions sur immobilisations	-	-	-
Dotations aux provisions sur actif circulant	-	(53 478)	53 478
Dotations aux provisions pour risques et charges	-	-	-
Dotations d'exploitation	(1 471 669)	(184 634)	(1 287 035)
Autres charges	(371 956)	(95 273)	(276 683)
CHARGES D'EXPLOITATION	(43 048 540)	(29 385 393)	(13 663 148)
RESULTAT D'EXPLOITATION	8 569 346	6 614 666	1 954 680
Produits financiers de participations	13 733 099	10 121 582	3 611 517
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé	-	-	-
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement	-	31	(31)
Différences positives de change	1 786 085	1 614 170	171 916
Autres produits financiers	503 987	517	503 470
Produits financiers	16 023 171	11 736 300	4 286 871
Dotations financières aux amortissements et provisions	(1 141 677)	(270 989)	(870 688)
Intérêts et charges assimilés	(8 330 355)	(7 165 505)	(1 164 850)
Différences négatives de change	(2 256 859)	(3 933 152)	1 676 293
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement	-	-	-
Charges financières	(11 728 891)	(11 369 646)	(359 245)
RESULTAT FINANCIER	4 294 280	366 654	3 927 626
RESULTAT COURANT AVANT IMPÔTS	12 863 625	6 981 319	5 882 306
Produits exceptionnels sur opérations de gestion	183 671	-	183 671
Produits exceptionnels sur opérations en capital	83 395	9 227 478	(9 144 083)
Reprises sur provisions et transferts de charges	9 523	-	9 523
Produits exceptionnels	276 588	9 227 478	(8 950 890)
Charges exceptionnelles sur opérations de gestion	(390 310)	(1 437)	(388 873)
Charges exceptionnelles sur opérations en capital	(224 545)	(7 795 452)	7 570 907
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions	-	-	-
Charges exceptionnelles	(614 855)	(7 796 889)	7 182 034
RESULTAT EXCEPTIONNEL	(338 267)	1 430 589	(1 768 856)
Participation des salariés aux résultats de l'entreprise	-	-	-
Impôts sur les bénéfices	(3 149 163)	56 956	(3 206 119)
BENEFICE OU PERTE DE L'EXERCICE	9 376 196	8 468 865	907 331

PRINCIPES COMPTABLES ET MÉTHODES D'ÉVALUATION

Les comptes annuels sont établis en conformité avec les dispositions de la législation française et aux principes et méthodes généralement admis en France, et en conformité du règlement ANC N°2014-03 relatif à la réécriture du plan comptable général, ainsi que l'ensemble des règlements l'ayant modifié par la suite et dans le respect du principe de prudence, d'image fidèle et conformément aux hypothèses de base :

- Continuité d'exploitation,
- Permanence des méthodes comptables d'un exercice à l'autre,
- Indépendance des exercices.

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est principalement constitué des prestations de services assurées par la société à ses filiales, notamment dans le cadre du développement de projets.

Le résultat des activités de la société liées aux prestations s'échelonnant sur plusieurs exercices est analysé selon la nature de la prestation engagée par la société. A la clôture de l'exercice, soit ces prestations figurent au bilan en en-cours de production au prix de revient, soit leur résultat est dégagé en fonction de l'avancement de la prestation.

Dès lors que le résultat des prestations relatives aux activités de la société est dégagé à l'avancement, les prestations figurent selon qu'elles sont facturées ou non, au bilan en créances clients ou en comptes rattachés en incluant la marge. Si le coût de revient prévisionnel afférent à une prestation est supérieur au chiffre d'affaires prévu, une provision pour perte à terminaison est constituée à hauteur de la différence lors de la clôture des comptes. En l'absence de contrat signé et dès lors que la commande a été obtenue à la date de clôture, les travaux sont valorisés en en-cours au prix de revient.

Immobilisations incorporelles et corporelles

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées des logiciels, concessions et brevets et droits similaires et sont comptabilisées à leur coût d'acquisition.

Pour toutes les immobilisations, l'amortissement est calculé sur la durée de vie économique prévue de l'immobilisation et selon le mode de consommation des avantages économiques liés. Les principales catégories sont :

- | | |
|---|---------------------|
| • Logiciels et autres immobilisations incorporelles | Linéaire 3 ans |
| • Installations générales, aménagements divers | Linéaire 3 à 10 ans |
| • Matériel informatique | Linéaire 3 ans |
| • Mobilier de bureau | Linéaire 4 ans |

L'amortissement est calculé sur la base du coût d'acquisition sous déduction, le cas échéant, d'une valeur résiduelle. La valeur résiduelle est le montant, net des coûts de sortie attendus, que la société obtiendrait de la cession de l'actif sur le marché à la fin de son utilisation.

A la clôture, la société apprécie s'il existe des indices de perte de valeur des immobilisations. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué : la valeur nette comptable de l'actif immobilisé est comparée à sa valeur actuelle. La valeur comptable d'un actif est dépréciée dès lors que la valeur actuelle est inférieure à sa valeur nette comptable. La valeur actuelle d'un bien est la valeur la plus élevée entre la valeur de marché et la valeur d'utilité du bien pour l'entreprise.

Immobilisations financières

Les immobilisations financières sont principalement composées de :

- Titres de participations valorisés au coût d'acquisition,
- Créances rattachées à des participations correspondant principalement à un financement par la société des besoins de trésorerie des filiales du groupe pour financer leur développement.

Les titres de participations et les créances rattachées à des participations font, le cas échéant, l'objet d'une dépréciation en fonction de leur valeur d'utilité à la clôture. Cette valeur est déterminée selon des règles multicritères qui tiennent compte notamment de leur situation nette et de perspectives de rentabilité à moyen terme.

Créances

Les créances sont comptabilisées à leur valeur nominale à la fin de la prestation de services. Elles sont dépréciées le cas échéant pour tenir compte des éventuelles difficultés de recouvrement. Ces créances sont dépréciées au cas par cas sur la base notamment de la solvabilité des clients.

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement représentent les emplois temporaires de trésorerie placés en SICAV et/ou en FCP de trésorerie. Elles sont comptabilisées à leur coût historique d'acquisition. Lors des cessions, les plus ou moins-values sont calculées selon la méthode FIFO.

Une provision est constituée si la valeur liquidative est inférieure à la valeur comptable.

Provisions pour risques et charges

Des provisions pour risques et charges sont constituées pour faire face aux sorties probables de ressources au profit de tiers, sans contrepartie pour la société. Ces provisions sont estimées en prenant en considération les hypothèses les plus probables à la date d'arrêté des comptes.

Dettes

Les dettes sont comptabilisées pour leur valeur nominale.

ACTIVITÉ ET FAITS MARQUANTS

Les états financiers ainsi que les annexes aux comptes annuels de ce document sont présentés en euros (€), sauf indication contraire.

Informations générales

Neoen (« la société ») est une société anonyme (SA) enregistrée et domiciliée en France. Suite au déménagement intervenu au début du 2ème semestre 2018, son siège social est désormais situé au 6 rue Ménars 75002 Paris.

La société a été immatriculée le 29 septembre 2008.

Activité et faits marquants

La société a pour objet toutes opérations se rapportant à l'énergie au sens large et comprenant, sans valeur limitative, le développement, la construction ou l'exploitation d'énergies renouvelables.

L'année 2018 a été particulièrement riche pour la société tant en France qu'à l'international, sur l'ensemble de ses filières (éolien terrestre, solaire, biomasse, stockage) et de ses activités (développement, construction, financement et exploitation).

Précédemment société par actions simplifiée, la société a été transformé en société anonyme lors de l'assemblée générale du 12 septembre 2018.

Le 16 octobre 2018, Neoen a réalisé avec succès son introduction en bourse sur le compartiment A du marché réglementé d'Euronext à Paris. Le prix de l'offre a été fixé à 16,50 euros par action, valorisant le Groupe à un peu plus de 1,4 milliard d'euros. En particulier, cette opération, à dominante primaire, lui a permis de lever 450 millions d'euros grâce à l'émission d'actions nouvelles (sur un total de levée de 697 millions d'euros, option de surallocation comprise), montant qui sera entièrement alloué à la poursuite de la forte croissance de la société.

Opérations sur capital

Le 2 juillet 2018, 755 000 options de souscription d'actions et 75 000 bons de souscription d'actions ont été exercés pour un montant total de 1 614 250 € dont 784.250 € de prime d'émission.

Le 1er octobre 2018, la société a procédé à un regroupement d'actions sur le principe d'une action nouvelle valant 2 actions anciennes. La valeur nominale de l'action étant portée de 1 € à 2 €.

Le 18 octobre 2018, la société a procédé à une augmentation de capital par incorporation du compte courant d'associé détenu par Impala pour un montant total de 53 628 317 € dont 47 127 915 € de prime d'émission.

Le 18 octobre 2018, la société a réalisé son introduction en bourse réalisant une augmentation de capital de 449 999 996 € dont 395 454 542 € de prime d'émission par la création de 27 272 727 actions soit un prix de 16,5 € par action décomposé en 2 € de nominal et 14,5 € de prime d'émission.

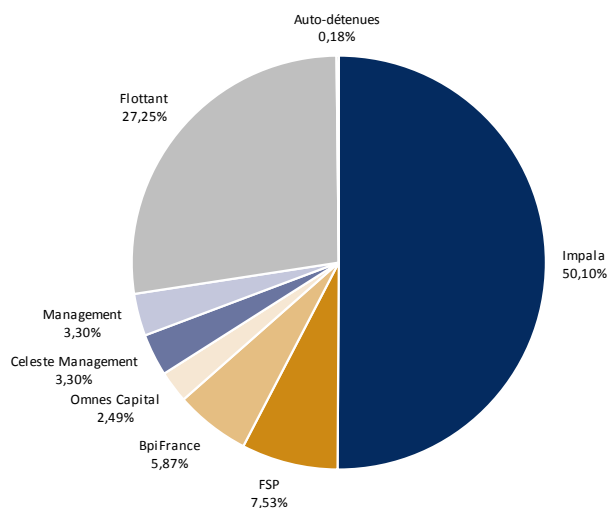
Le 21 novembre 2018, 37 500 options de souscription d'actions (nombre après regroupement d'actions) à 4 € ont été exercées pour un montant total de 150 000 € dont 75 000 € de prime d'émission.

Le capital social, entièrement libéré, est composé au 31 décembre 2018 de 84 957 498 actions de 2 € de valeur nominale (nombre et valeur nominale après regroupement d'actions).

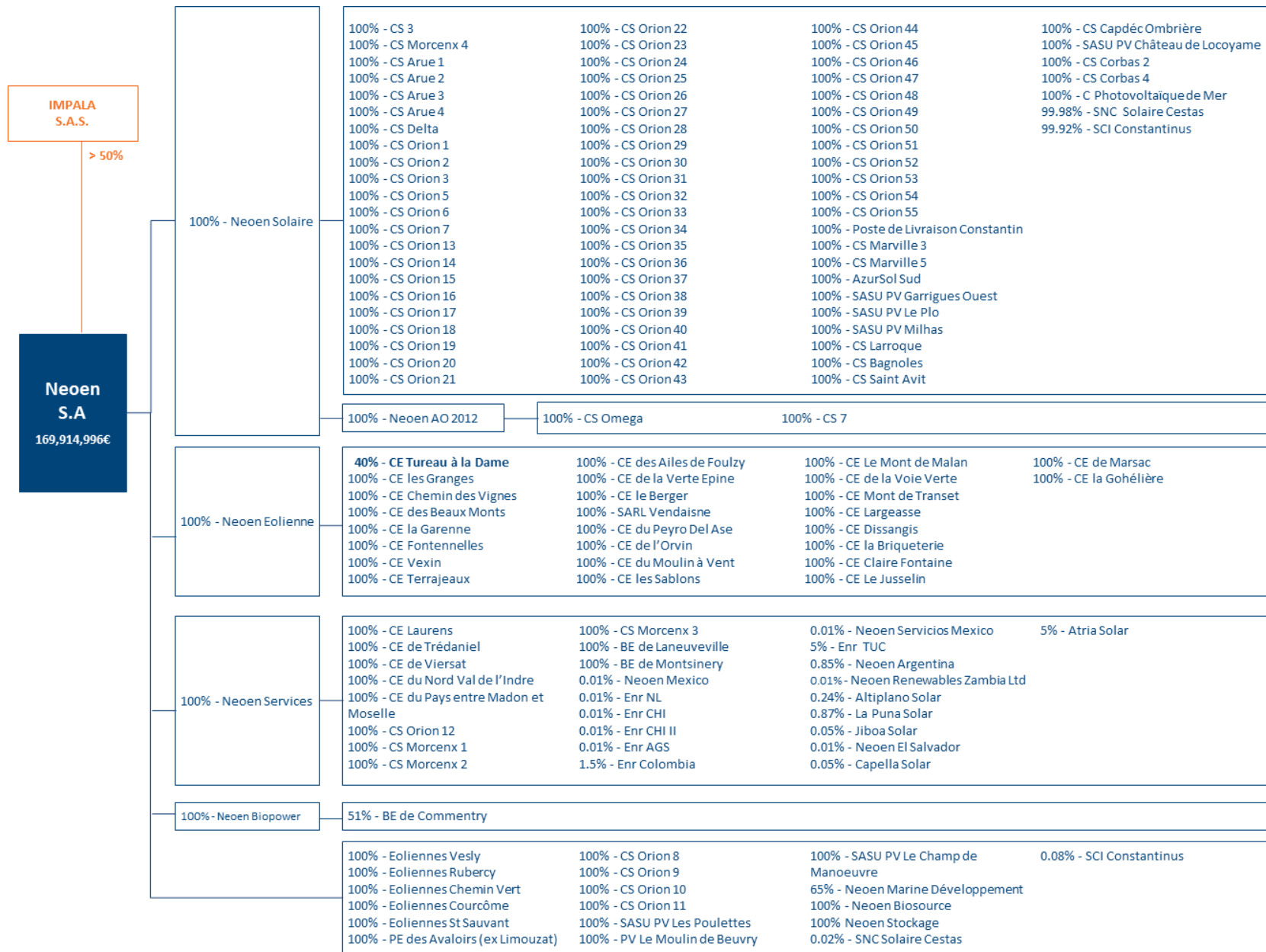
Au 31 décembre 2018, la société détient directement ou indirectement 150 658 actions propres, représentant une valeur de 2,7 millions d'euros sur la base de la valeur comptable.

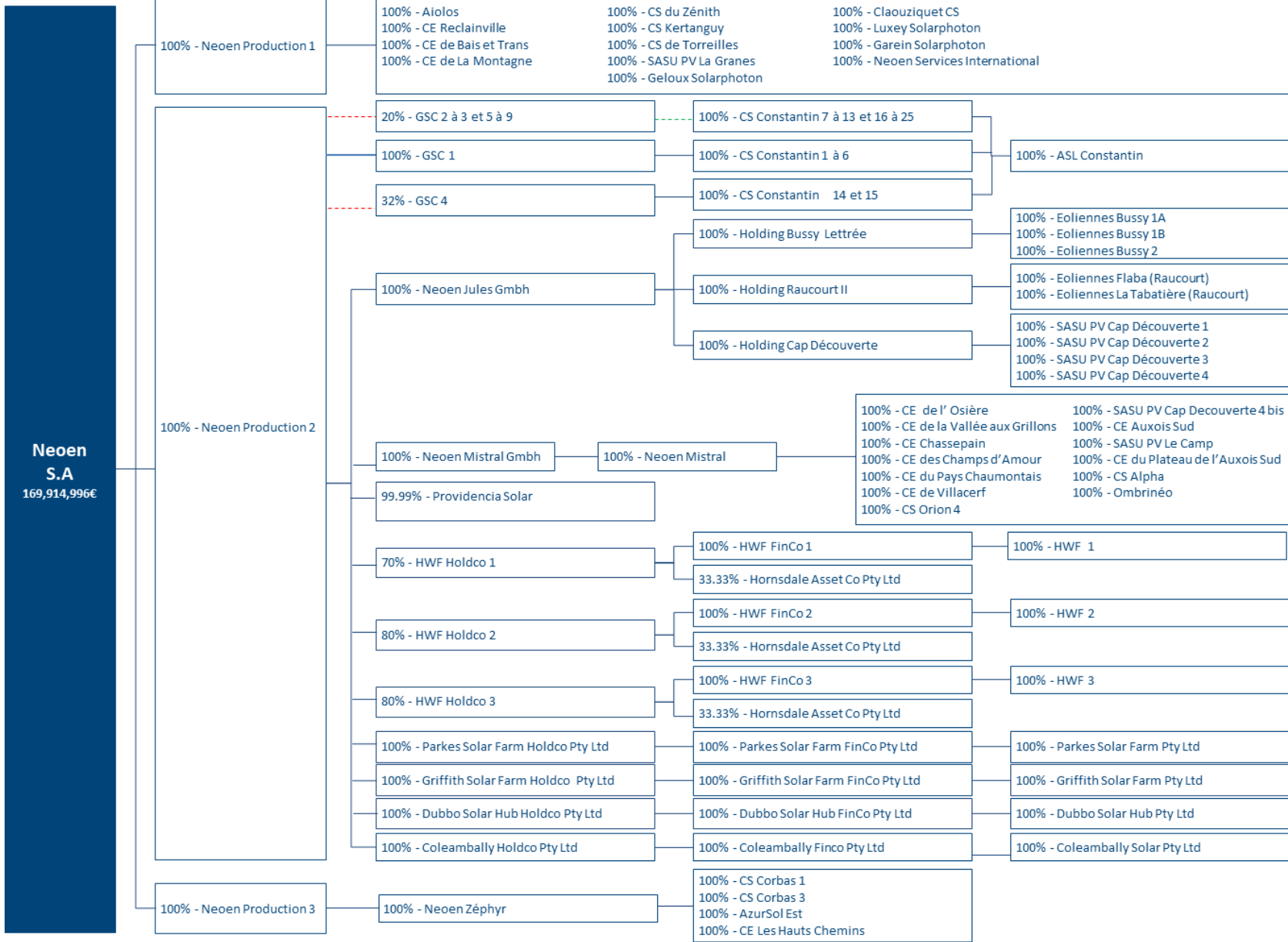
Actionnariat

Situation au 31.12.2018		
	Nombre d'actions	Pourcentage de détention
Impala	42 560 000	50,10%
FSP	6 400 000	7,53%
BpiFrance	4 983 683	5,87%
Omnes Capital	2 113 195	2,49%
Celeste Management	2 800 000	3,30%
Management	2 802 351	3,30%
Flottant	23 147 611	27,25%
Auto-détenues	150 658	0,18%
TOTAL	84 957 498	100,00%

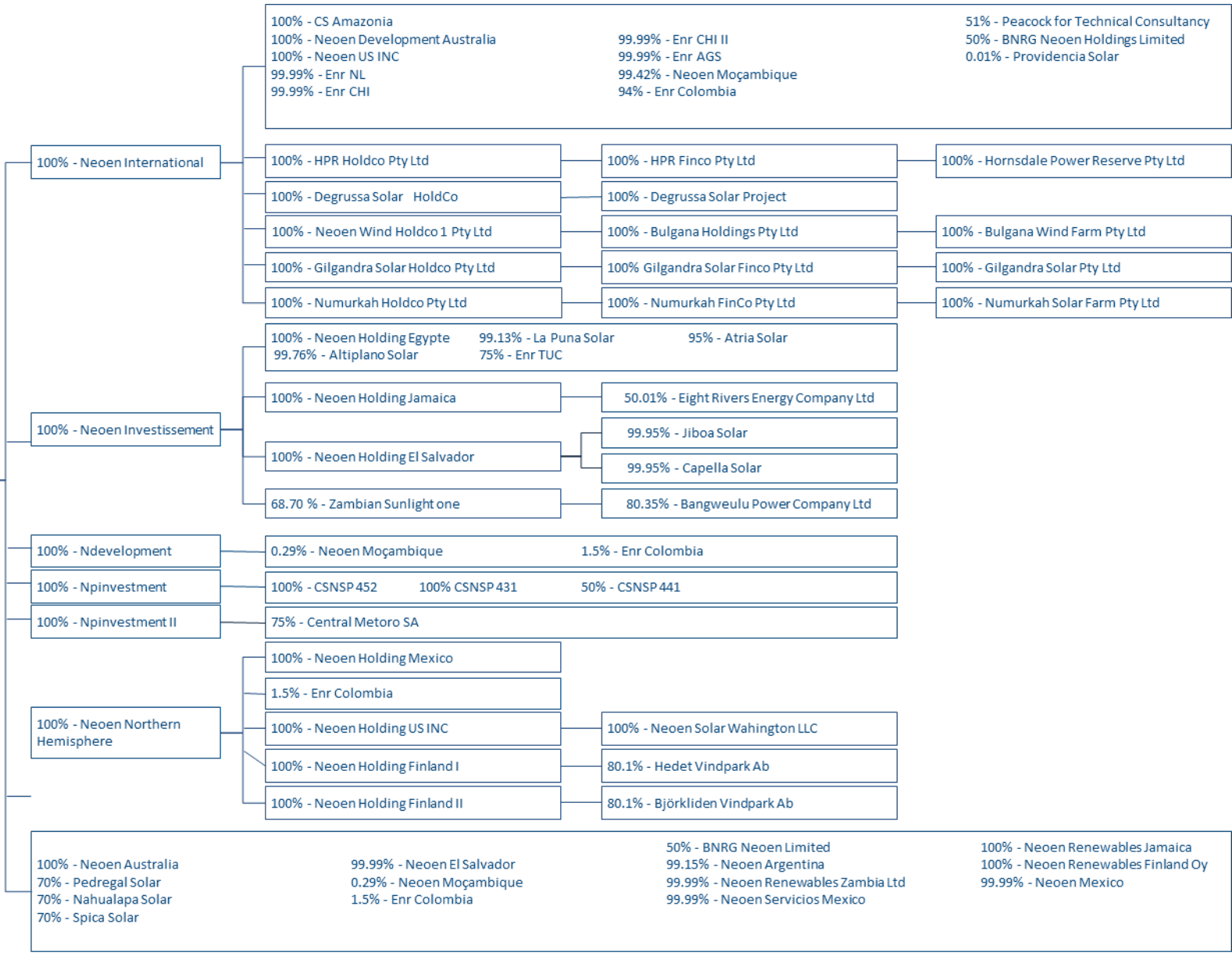


Organigramme





Neoen S.A
169,914,996€



Événements post-clôture

Néant.

DÉTAIL DES COMPTES

IMMOBILISATIONS BRUTES	31/12/2017	Acquisitions	Cessions	31/12/2018
Logiciels	-	-	-	-
Autres immobilisations incorporelles	257 733	1 464 290	-	1 722 023
Immobilisations incorporelles en cours	1 165 668	-	1 165 668	-
Immobilisations incorporelles	1 423 401	1 464 290	1 165 668	1 722 023
Terrains	8 385	10 350	-	18 735
Constructions sur sol propre	-	-	-	-
Constructions sur sol d'autrui	-	-	-	-
Installations techniques, mat. et out. industriels	-	-	-	-
Installations générales, agencements et divers	-	-	-	-
Matériel de bureau, informatique et mobilier	607 076	237 274	-	844 350
Autres immobilisations corporelles	145 609	171 098	-	316 706
Immobilisations corporelles en cours	-	16 751	-	16 751
Immobilisations corporelles	761 069	435 472	-	1 196 541
Titres de participations	1 946 508	1 783 506	-	3 730 013
Créances rattachées à des participations	283 869 491	184 124 189	-	467 993 680
Autres participations	-	-	-	-
Autres titres immobilisés	-	-	-	-
Dépôts et cautions	1 601 800	208 170	-	1 809 970
Prêts	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	20 000	5 720 566	-	5 740 566
Immobilisations financières	287 437 798	191 836 432	-	479 274 230
TOTAL	289 622 268	193 736 194	1 165 668	482 192 794

AMORTISSEMENTS / DEPRECIATIONS	31/12/2017	Dotations	Reprises	31/12/2018
Logiciels	-	-	-	-
Autres immobilisations incorporelles	(221 623)	(65 496)	-	(287 118)
Immobilisations en-cours	-	-	-	-
Immobilisations incorporelles	(221 623)	(65 496)	-	(287 118)
Terrains	-	-	-	-
Constructions sur sol propre	-	-	-	-
Constructions sur sol d'autrui	(381)	-	(381)	-
Installations techniques, mat. et out. industriels	(4 024)	-	(4 024)	-
Installations générales, agencements et divers	-	-	-	-
Matériel de bureau, informatique et mobilier	(450 113)	(122 961)	-	(573 074)
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-
Immobilisations corporelles en cours	-	-	-	-
Immobilisations corporelles	(454 518)	(122 961)	(4 405)	(573 074)
Titres de participations	-	-	-	-
Créances rattachées à des participations	(548 542)	-	-	(548 542)
Autres participations	-	-	-	-
Autres titres immobilisés	-	-	-	-
Dépôts et cautions	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	-	-	-	-
Immobilisations financières	(548 542)	-	-	(548 542)
TOTAL	(1 224 683)	(188 456)	(4 405)	(1 408 735)

PROVISIONS / DEPRECIATIONS	31/12/2017	Dotations	Reprises	31/12/2018
Amortissements dérogatoires	9 523	-	9 523	-
Provisions réglementées	9 523	-	9 523	-
Provisions pour litiges	922 339	-	572 247	350 092
Provisions pour pertes de change	402 358	1 141 677	402 358	1 141 677
Provisions pour risques et charges	1 324 697	1 141 677	974 605	1 491 770
Créances rattachées à des participations	(548 542)	-	-	(548 542)
Provisions pour dépréciations	(548 542)	-	-	(548 542)
TOTAL	785 678	1 141 677	984 128	943 227

ECHEANCES DES CREANCES	31/12/2018	< 1 an	> 1 an	Dont entrep. liées
Créances rattachées à des participations	468 542 222	-	468 542 222	468 542 222
Prêts	-	-	-	-
Dépôts et cautions	1 809 970	-	1 809 970	-
Autres immobilisations financières	5 740 566	5 740 566	-	-
Total de l'actif immobilisé	476 092 759	5 740 566	470 352 193	468 542 222
En-cours de production	-	-	-	-
Stocks	-	-	-	-
Clients	13 639 054	13 639 054	-	13 272 923
Personnel, sécurité soc. et autres org. sociaux	-	-	-	-
Etat - Taxes sur la valeur ajoutée	1 808 495	1 808 495	-	-
Etat - Autres impôts et taxes	664 503	664 503	-	-
Débiteurs divers	554 593	554 593	-	-
Total de l'actif circulant	16 666 645	16 666 645	-	13 272 923
Charges constatées d'avance	298 484	298 484	-	-
Charges à répartir	-	-	-	-
TOTAL	493 057 887	22 705 695	470 352 193	481 815 145

Les apports en compte courant, effectués par la société, sont majoritairement rémunérés à un taux annuel de 5%

DETTES FINANCIERES	31/12/2018	31/12/2017	Var (€)	Var (%)
Emprunts	15 250 000	77 137 500	(61 887 500)	-80%
Intérêts courus sur emprunts	90 957	79 726	11 231	14%
Autres dettes financières	3 298 866	55 568 069	(52 269 204)	-94%
Concours bancaires	-	784	(784)	-100%
TOTAL	18 639 823	132 786 079	(114 146 256)	-86%

DETTES COURANTES	31/12/2018	31/12/2017	Var (€)	Var (%)
Fournisseurs et comptes rattachés	16 575 064	10 448 989	6 126 076	59%
Dettes sociales	3 692 117	3 121 713	570 404	18%
Dettes fiscales	2 494 927	3 090 474	(595 547)	-19%
Autres dettes	108 828	-	108 828	0%
Produits constatés d'avance	24 550	27 378	(2 827)	-10%
TOTAL	22 895 487	16 688 553	6 206 934	37%

ECHÉANCES DES DETTES	31/12/2018	< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Dont entrep. liées
Emprunts	15 250 000	1 050 000	11 850 000	2 350 000	15 250 000
Intérêts courus sur emprunts	90 957	90 957	-	-	-
Concours bancaires	-	-	-	-	-
Autres dettes financières	18 164 300	-	-	18 164 300	18 164 300
Fournisseurs et comptes rattachés	16 575 064	16 575 064	-	-	8 685 520
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	-	-	-	-	-
Dettes sociales	3 692 117	3 692 117	-	-	-
Dettes fiscales	2 494 927	2 494 927	-	-	-
Autres dettes	108 828	108 828	-	-	-
TOTAL	56 376 194	24 011 894	11 850 000	20 514 300	42 099 820

CHIFFRE D'AFFAIRES	31/12/2018	31/12/2017	Var (€)	Var (%)
Prestations de services	50 730 202	36 059 479	14 670 723	41%
Vente d'électricité	-	-	-	0%
Chiffre d'affaires autres	-	-	-	0%
Ventes de marchandises	-	-	-	0%
TOTAL	50 730 202	36 059 479	14 670 723	41%

AUTRES ACHATS ET CHARGES EXTERNES	31/12/2018	31/12/2017	Var (€)	Var (%)
Autres charges	10 843 220	3 278 688	7 564 532	231%
Etudes & Sous-traitance	4 078 762	2 773 040	1 305 722	47%
Honoraires	8 377 570	7 469 188	908 382	12%
Maintenance	892 004	405 645	486 359	120%
Voyages et déplacements	1 199 327	1 060 839	138 489	13%
Locations et charges	892 005	650 946	241 059	37%
Assurances	355 542	285 993	69 550	24%
Informatique et télécom	1 129 113	616 086	513 028	83%
Frais bancaires	134 521	214 398	(79 877)	-37%
Assistance administrative	100 000	412 000	(312 000)	-76%
Prestation de supervision	(3 275)	-	(3 275)	0%
TOTAL	27 998 790	17 166 822	10 831 968	63%

Depuis la mise en place de sa politique de prix de transfert, l'ensemble des frais de développement pour les projets internationaux du groupe sont portés par Neoen SA.

NOTES SUR LES ÉTATS FINANCIERS

Capitaux propres

Les capitaux propres ont évolué de la façon suivante au cours de l'exercice :

Capitaux propres	Ouverture	Augmentation	Diminution	Clôture
Capital social ou individuel	107 964 140	61 950 856		169 914 996
Primes d'émission, de fusion, ...	64 027 003	436 756 903		500 783 906
Réserve légale	1 426 806	423 443		1 850 249
Autres réserves				
Report à nouveau		8 045 422		8 045 422
Résultat de l'exercice	8 468 865	9 376 196	8 468 865	9 376 196
Subventions d'investissement				
Amortissements dérogatoires	9 523		9 523	
TOTAL	181 896 337	516 552 820	8 478 387	689 970 769

L'évolution du capital est détaillée dans le paragraphe « Activité et faits marquants ».

L'évolution du capital social et de la prime d'émission s'explique par l'introduction en bourse de la société (voir « Opérations sur capital »).

Charges de personnel et effectifs moyens

CHARGES DE PERSONNEL & EFFECTIFS MOYENS	31/12/2018	31/12/2017	Var (€)	Var (%)
Charges de personnel				
Salaires et traitements	7 943 796	6 406 270	1 537 526	24%
Charges sociales	4 207 081	4 056 982	150 099	4%
CHARGES DE PERSONNEL	12 150 877	10 463 252	1 687 625	14%
Equivalent temps pleins (ETP) - Moyen				
Cadres	83	71	12	17%
Employés et Agent de Maitrise	7	8	(1)	-13%
EFFECTIF	90	79	11	12%

Utilisation du Crédit d'impôt compétitivité emploi

Conformément à la note d'information de l'ANC en date du 28 février 2013, le Crédit d'Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi (CICE) est comptabilisé en diminution des charges de personnel.

Au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2018, la société a comptabilisé un CICE de 38 637 € en diminution des charges de personnel.

Dettes financières

La Société dispose de 145 millions d'euros de lignes de crédits court terme au 31 décembre 2018 permettant notamment de financer le début de la construction des centrales avant la signature d'un emprunt long terme par la société projet (« project finance »).

Filiale et participations

Cf Annexe 1

Autres informations

Engagement de retraite

La société s'affranchit de ses obligations de financement des retraites de son personnel par le versement de cotisations calculées sur la base des salaires aux organismes qui gèrent les programmes de retraites.

En outre, une indemnité de départ à la retraite, déterminée en fonction de l'ancienneté et du niveau de rémunération, doit être versée aux salariés présents dans l'entreprise à l'âge de la retraite.

L'engagement de la société à ce titre, calculé selon la méthode des unités de crédits projetées n'est pas significatif compte tenu du peu d'ancienneté acquise par les salariés à ce jour, il n'a pas été comptabilisé.

Engagements hors bilan

Engagements donnés

Neoen SA s'est portée caution pour certaines de ses filiales dans le cadre de la mise en place de financement de projet ou d'appels d'offres, et ce dans les conditions suivantes :

Nature	Montant initial	Devise	Change	Début	Fin	Montants en EUR
Corbas 1 - Cautionnement Financement Participatif	664 600	EUR	1	10/12/2018	30/09/2022	664 600
Corbas 3 - Cautionnement Financement Participatif	568 700	EUR	1	10/12/2018	30/09/2022	568 700
BEC Garantie à 1ere demande - Adisseo	3 000 000	EUR	1	21/12/2017	26/08/2032	3 000 000
Garantie construction - Projet Azur Est	5 455 696	EUR	1	02/10/2018	31/03/2019	5 455 696
Garantie construction - Projet Hauts Chemins	10 475 000	EUR	1	02/10/2018	31/07/2019	10 475 000
Garantie construction - Projet Corbas 3	3 800 000	EUR	1	03/12/2018	31/07/2019	3 800 000
Garantie construction - Projet Corbas 1	7 116 000	EUR	1	03/12/2018	31/07/2019	7 116 000
BEC - CRCA de Centre France	750 000	EUR	1	16/04/2015	30/09/2018	750 000
Neoen Biosource - Garanties GME UNISYLVA - CFBL	180 000	EUR	1	20/06/2014	19/06/2019	180 000
Neoen Biosource - Garanties ALLIER BIOMASSE INGEN'R	150 000	EUR	1	06/06/2014	05/06/2019	150 000
Garantie execution - CEPAC - AO CRE 3	4 885 500	EUR	1	29/01/2016	10/12/2019	4 885 500
Garantie execution - CEPAC - AO CRE 4.1	4 028 900	EUR	1	02/05/2017	02/11/2020	4 028 900
Garantie execution - CEPAC - AO CRE 4.2	852 210	EUR	1	10/09/2017	10/03/2021	852 210
Garantie execution - CEPAC - AO CRE 4.4	751 000	EUR	1	19/09/2018	19/03/2022	751 000
CS TORREILLES / INNONDATION - SAARLB	5 000 000	EUR	1	15/12/2011	01/06/2028	5 000 000
Garantie construction - Performance Bond - Projet Erec	515 000	USD	1	05/10/2018	30/06/2019	515 000
Garantie construction - Interconnection Bond - Projet El Llano	16 200 000	USD	1	28/09/2017	30/06/2020	16 200 000
Garantie construction - Performance Bond - Projet El Llano	10 000 000	USD	1	09/04/2018	12/04/2021	10 000 000
Garantie construction - Suppliers - Projet El Llano	84 309 499	USD	1,14	30/12/2018		73 697 115
Garantie Environnementale - Projet El Llano	2 500 000	MXN	22,48	26/12/2018		111 205
Garantie construction - Suppliers - Projet Capella	12 000 000	USD	1,14	10/03/2017	10/03/2019	10 489 510
Bid Bond - Puebla	11 500 000	USD	1,14	28/09/2018	31/05/2019	10 052 448
Interconnection Bond - Projet Puebla	24 000 000	USD	1,14	28/09/2018	31/05/2019	20 979 021
Bid Bond - Project Sonora	4 900 000	USD	1,14	28/09/2018	31/05/2019	4 283 217
Mexico Office Rental - Caution	4 096 743	MXN	22,48	15/06/2018	14/09/2021	182 231
Shareholder Letter of Credit - Projet Bangweulu	2 900 000	USD	1,14	10/11/2017	09/05/2019	2 534 965
Contingent Equity LC - Projet Bangweulu	3 019 000	USD	1,14	08/11/2017	31/12/2020	2 638 986
Garantie construction - Performance Bond - Projet Hedet	25 500 000	EUR	1,00	24/09/2018	15/02/2019	25 500 000
Garantie Execution - Performance Bond - Projet Hedet	760 000	EUR	1,00	26/07/2018	31/12/2019	760 000
Garantie construction - Performance Bond - Projet Bangweulu	12 000 000	USD	1,14	08/11/2017	30/06/2019	10 489 510
Garantie construction - Performance Bond - Projet La Puna	25 000 000	USD	1,14	21/06/2017	01/02/2020	21 853 147
Garantie construction - Performance Bond - Projet Altiplano	25 000 000	USD	1,14	06/08/2018	01/05/2020	21 853 147
Garantie construction - Performance Bond - Projet Bulgana	34 767 223	AUD	1,62	31/12/2018		21 434 786
Garantie construction - Performance Bond - Projet Coleambally	2 500 000	AUD	1,62	10/05/2017	31/12/2030	1 541 307
Garantie construction - Performance Bond - Projet Numurkah	3 880 000	AUD	1,62	23/07/2018		2 392 109

305 185 310

Engagements reçus

L'actionnaire principal (Impala) s'est porté caution pour Neoen principalement dans le cadre de l'obtention de lignes de financements bancaires corporate et ce dans les conditions suivantes :

Caution	Nature	Début	Fin	Montants
Impala	Neoen ligne coroporate - CREDIT AGRICOLE NMP	26/07/2012	indéterminée	10 000 000
Impala	Neoen ligne coroporate - CIC EST	23/11/2012	30/09/2019	7 500 000
Impala	Neoen ligne coroporate - LCL	09/01/2013	31/01/2019	7 000 000
Impala	Neoen ligne coroporate - CEPAC	03/10/2013	indéterminée	11 250 000
Impala	Neoen ligne coroporate - NEUFLIZE	01/02/2015	indéterminée	6 000 000
Impala	Neoen ligne coroporate - SG	01/11/2015	indéterminée	6 500 000
Impala	Neoen ligne coroporate - BNP	21/11/2016	indéterminée	5 000 000
Impala	Neoen ligne coroporate - NATIXIS	01/10/2016	indéterminée	10 000 000
Impala	Neoen ligne coroporate - CREDIT DU NORD	01/10/2016	indéterminée	5 000 000
Impala	Neoen ligne coroporate - HSBC	31/01/2018	indéterminée	5 000 000
Impala	Neoen ligne coroporate - JP Morgan	25/05/2018	indéterminée	5 000 000
Impala	Neoen ligne coroporate - BARCLAYS	25/05/2018	indéterminée	7 500 000
Impala	Neoen ligne coroporate - CA CIB	18/05/2018	indéterminée	3 333 333
Impala	NEOEN / GARANTIES D'EXECUTION AO SOLAIRE 2012 - CEPAC	29/01/2013	01/01/2032	780 488
Impala	NEOEN / GARANTIES D'EXECUTION AO CRE 3 - CEPAC	28/01/2016	01/01/2020	2 754 700
Impala	NEOEN / GARANTIES D'EXECUTION AO CRE 4 - CEPAC	02/05/2017	01/03/2019	1 295 850
Impala	NEOEN / GARANTIES D'EXECUTION AO CRE 4.2 - CEPAC	02/09/2017	01/09/2020	426 105
Impala	CS TORREILLES / INNONDATION - SAARLB	15/12/2011	01/06/2028	5 000 000
				99 340 476

Intégration fiscale

Neoen et plusieurs de ses filiales ont opté pour le régime de l'intégration fiscale. Le périmètre d'intégration fiscale de l'exercice 2018 comprend les sociétés suivantes :

- Neoen : Mère
- Neoen Services : Filiale
- Neoen Solaire : Filiale
- Neoen Éolienne : Filiale
- Neoen Biopower : Filiale
- Neoen Biosource : Filiale
- Neoen International : Filiale

Les tableaux ci-dessous donnent le détail de la détermination du résultat de l'intégration fiscale ainsi que le calcul des résultats fiscaux individuels sans prise en compte de l'effet de l'intégration fiscale

Détermination de résultat fiscal de l'intégration fiscale

	Résultat comptable	Réintégrations	Déductions	Résultat fiscal	Consommation déficit Pré-IF	Résultat fiscal après consommation déficit propres
NEOEN	9 376 196	4 810 259	11 846 144	2 340 310	0	2 340 310
NEOEN Solaire	157 591	0	0	157 591	0	157 591
NEOEN Eolienne	(51 273)	0	0	(51 273)	0	(51 273)
NEOEN Biopower	4 693	0	0	4 693	0	4 693
NEOEN Services	449 209	68 708	0	517 917	0	517 917
NEOEN International	(4 652 634)	2 447 552	962 634	(3 167 716)	0	(3 167 716)
NEOEN Biosource	347 474	135 129	0	482 603	0	482 603
RESULTAT DE L'IF	5 631 256	7 461 648	12 808 778	284 125	0	284 125

Consommation des déficit de l'Intégration Fiscale	(284 125)
RESULTAT après utilisation	0
IS dû	0

Suivi des déficits de l'Intégration fiscale

Base avant utilisation / dotation 2018	4 537 565
Utilisation / dotation 2018	(284 125)
Solde fin 2018	4 253 440

Détermination des résultats fiscaux individuels sans le bénéfice de l'intégration fiscale

	Calculé sans le bénéfice de l'intégration fiscale				
	Résultat fiscal	Report déficitaire 31.12.2017	Consommation Déficit	Base taxable	IS Théorique (28%)
NEOEN	2 340 310	0	0	2 340 310	655 287
NEOEN Solaire	157 591	(203 694)	157 591	0	0
NEOEN Eolienne	(51 273)	(673 288)	0	0	0
NEOEN Biopower	4 693	(353 587)	4 693	0	0
NEOEN Services	517 917	(288 364)	288 364	229 553	64 275
NEOEN International	(3 167 716)	(6 793 829)	0	0	0
NEOEN Biosource	482 603	0	0	482 603	135 129

A noter que compte tenu de l'intégration fiscale dans laquelle la société est intégrée en tant que tête de groupe, l'impôt individuel tel que décrit ci-dessus n'est pas comptabilisé, seul l'impôt groupe éventuel est comptabilisé le cas échéant.

Consolidation

Les comptes de la société sont inclus par intégration globale dans les comptes consolidés de la société Impala SAS – 4, rue Euler 75008 Paris.

Annexe 1 : Filiales et Participations

Filiales et Participations		Date de création / prise de participation	Capital social	Réserves et RAN avant affectation des résultats	QP du capital détenue (%)	Valeur comptable des titres détenus	Chiffre d'affaires 2018 (devise locale)	Résultat net 2018 (devise locale)	Dividendes encaissés en 2018
Nom	BNRG Neoen Limited								
Forme juridique	Limited	Acquisition mai 2018							
Activité	Production d'électricité		200		50%	100	-		na
SIREN	590 916								
Siège social	Unit 1b, Customs House Plaza, Harbourmaster Place, Dublin 1								
Nom	CENTRALE EOLIENNE CLAIRE FONTAINE								
Forme juridique	SASU	Acquisition janvier 2016							
Activité	Production d'électricité		10 000	(57 850)	100%	10 000	-	(5 378)	na
SIREN	752 922 187								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	CENTRALE EOLIENNE LE JUSSELIN								
Forme juridique	SASU	Acquisition janvier 2016							
Activité	Production d'électricité		10 000		100%	10 000	-		na
SIREN	752 923 144								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Centrale Solaire Orion 10								
Forme juridique	SASU	Acquisition janvier 2016							
Activité	Production d'électricité		5 000	(23 394)	100%	5 000	-	(6 398)	na
SIREN	524 444 783								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Centrale Solaire Orion 11								
Forme juridique	SASU	Acquisition janvier 2016							
Activité	Production d'électricité		5 000	(23 170)	100%	5 000	-	(4 025)	na
SIREN	527 862 106								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Centrale Solaire Orion 8								
Forme juridique	SASU	Acquisition janvier 2016							
Activité	Production d'électricité		5 000	(23 417)	100%	5 000	-	(3 850)	na
SIREN	524 444 619								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Centrale Solaire Orion 9								
Forme juridique	SASU	Acquisition janvier 2016							
Activité	Production d'électricité		5 000	(23 301)	100%	5 000	-	(3 855)	na
SIREN	527 861 603								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Eoliennes Chemin Vert								
Forme juridique	SASU	Acquisition janvier 2016							
Activité	Production d'électricité		5 000	(31 591)	100%	5 000	-	(7 256)	na
SIREN	524 444 833								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Eoliennes Courcôme								
Forme juridique	SASU	Acquisition janvier 2016							
Activité	Production d'électricité		5 000	(31 131)	100%	5 000	-	(17 173)	na
SIREN	527 861 454								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Eoliennes Rubercy								
Forme juridique	SASU	Création janvier 2016							
Activité	Production d'électricité		10 000	(52 318)	100%	10 000	-	(5 092)	na
SIREN	752 914 655								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Eoliennes Saint Sauvart								
Forme juridique	SASU	Acquisition janvier 2016							
Activité	Production d'électricité		5 000	(24 935)	100%	5 000	-	(4 162)	na
SIREN	527 865 125								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Eoliennes Vesly								
Forme juridique	SASU	Acquisition janvier 2016							
Activité	Production d'électricité		10 000	(56 643)	100%	10 000	-	(5 450)	na
SIREN	752 914 663								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								

Filiales et Participations		Date de création / prise de participation	Capital social	Réserves et RAN avant affectation des résultats	QP du capital détenue (%)	Valeur comptable des titres détenus	Chiffre d'affaires 2018 (devise locale)	Résultat net 2018 (devise locale)	Dividendes encaissés en 2018
Nom	N Development								
Forme juridique	SGPS								
Activité	Production d'électricité								
SIREN	509 748 619								
Siège social	AVENIDA DA LIBERDADE, N.º. 92-B, 5.º ANDAR, 1250-145 LISBOA								
Nom	Nahualapa Solar								
Forme juridique	SA de CV								
Activité	Production d'électricité								
SIREN	239 701-8								
Siège social	75 Av. Norte y 9a Calle Poniente #536, Colonia Escalon, San Salvador, EL SALVADOR								
Nom	Neoen Argentina								
Forme juridique	0,00 Création								
Activité	Production d'électricité								
SIREN	9 133 604 (ARS)								
Siège social	Av. de Mayo 651 - Piso 3º, Oficina 14 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires								
Nom	NEOEN Australia								
Forme juridique	LTD								
Activité	Production d'électricité								
SIREN	ACN 160 905								
Siège social	SUITE 4 – LEVEL 7 / 60 PARK STREET NSW 2000 SYDNEY - AUSTRALIE								
Nom	Neoen Biopower								
Forme juridique	SASU								
Activité	Production d'électricité								
SIREN	511 780 215								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Neoen Biosource								
Forme juridique	SASU								
Activité	Production d'électricité								
SIREN	792 139 586								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Neoen El Salvador								
Forme juridique	Création								
Activité	Production d'électricité								
SIREN	236 487-7								
Siège social	75 AVENIDA NORTE Y 9A CALLE PONIENTE NO 536, COLONIA ESCALON, SAN SALVADOR								
Nom	Neoen Eolienne								
Forme juridique	Création								
Activité	Production d'électricité								
SIREN	509 212 585								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Neoen International								
Forme juridique	Création								
Activité	Production d'électricité								
SIREN	789 991 635								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Neoen Investissement								
Forme juridique	Création								
Activité	Production d'électricité								
SIREN	820 556 074								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Neoen Northern Hemisphere								
Forme juridique	Création								
Activité	Production d'électricité								
SIREN	828 197 798								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Neoen Production 1								
Forme juridique	Création								
Activité	Production d'électricité								
SIREN	799 259 429								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								

Filiales et Participations		Date de création / prise de participation	Capital social	Réserves et RAN avant affectation des résultats	QP du capital détenue (%)	Valeur comptable des titres détenus	Chiffre d'affaires 2018 (devise locale)	Résultat net 2018 (devise locale)	Dividendes encaissés en 2018
Nom	Neoen Production 2								
Forme juridique		Création							
Activité	Production d'électricité	septembre 2013	2 500	2 912 511	100%	2 500	-	5 218 272	na
SIREN	824 735 559								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Neoen Production 3								
Forme juridique		Création							
Activité	Production d'électricité	mai 2015	2 500	(30 382)	100%	2 500	-	(10 686)	na
SIREN	523 207 207								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Neoen Services								
Forme juridique		Création							
Activité	Production d'électricité	mai 2015	51 210 000	(78 258 216)	100%	51 210 000	19 609	449 209	na
SIREN	492 690 821								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Neoen Servicios Mexico								
Forme juridique		Création							
Activité	Production d'électricité	juillet 2015	50 000 (USD)	-	99%	44 955	-	-	na
SIREN									
Siège social	Temístocles 34, Polanco, DF 11560, MEXICO								
Nom	Neoen Solaire								
Forme juridique		Création							
Activité	Production d'électricité	octobre 2014	37 000	5 149 005	100%	37 000	-	157 591	na
SIREN	509 319 257								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	New Renewables Zambia Ltd								
Forme juridique		0,00 Création							
Activité	Production d'électricité	février 2014	1 515 (USD)	-	100%	1 430	-	-	na
SIREN									
Siège social	Building 3 Acacia Park, Stand N° 22768, Thabo Mbeki Road, Lusaka								
Nom	NP Investment								
Forme juridique	SGPS	Création							
Activité	Production d'électricité	février 2014	50 000	-	100%	50 000	-	-	na
SIREN	509 876 636								
Siège social	AVENIDA DA LIBERDADE, N.º. 92-B, 5.º ANDAR, 1250-145 LISBOA								
Nom	NPI II								
Forme juridique	SGPS	Création							
Activité	Production d'électricité	février 2014	50 000	-	100%	50 000	-	-	na
SIREN	513 900 594								
Siège social	AVENIDA DA LIBERDADE, N.º. 92-B, 5.º ANDAR, 1250-145 LISBOA								
Nom	PARC EOLIEN DES AVALOIRS								
Forme juridique	SASU	Création							
Activité	Production d'électricité	mars 2016	6 000	(27 576)	100%	6 000	-	(8 573)	na
SIREN	524 444 882								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								
Nom	Pedregal Solar								
Forme juridique		Création							
Activité	Production d'électricité	mars 2014	2000 (USD)	-	70%	1 328	-	-	na
SIREN	239 697 -9								
Siège social	75 Av. Norte y 9a Calle Poniente #536, Colonia Escalon, San Salvador, EL SALVADOR								
Nom	SASU PV Le Champ de Manœuvre								
Forme juridique		Création							
Activité	Production d'électricité	février 2016	5 000	(73 082)	100%	5 000	-	(6 488)	na
SIREN	527 861 710								
Siège social	4 rue Euler - 75008 Paris								

Filiales et Participations		Date de création / prise de participation	Capital social	Réserves et RAN avant affectation des résultats	QP du capital détenue (%)	Valeur comptable des titres détenus	Chiffre d'affaires 2018 (devise locale)	Résultat net 2018 (devise locale)	Dividendes encaissés en 2018
Nom	SASU PV Le Moulin de Beuvry								
Forme juridique		Création							
Activité	Production d'électricité	février 2016	5 000	(23 760)	100%	5 000	-	(2 144)	na
SIREN	527 865 190								
Siège social	Les Pléiades Bât E, 860 Rue René Descartes - 13857 Aix en Provence Cedex 3								
Nom	SASU PV Les Poulettes								
Forme juridique		Création							
Activité	Production d'électricité	février 2016	5 000	(27 401)	100%	5 000	-	(14 462)	na
SIREN	527 861 694								
Siège social	Les Pléiades Bât E, 860 Rue René Descartes - 13857 Aix en Provence Cedex 3								
Nom	Spica Solar								
Forme juridique		Création							
Activité	Production d'électricité	février 2016	2000 (USD)	-	70%	1 328	-		na
SIREN	243 460 -0								
Siège social	75 Av. Norte y 9a Calle Poniente #536, Colonia Escalon, San Salvador, EL SALVADOR								

5.4 RAPPORT DE CERTIFICATION DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS DE NEOEN SA AU 31 DECEMBRE 2018

DELOITTE & ASSOCIES

6 place de la Pyramide
92908 Paris-la Défense

RSM Paris

26, rue Cambacérés
75 008 Paris

NEOEN

Société anonyme

6, rue Ménars
75002 Paris

**Rapport des commissaires aux comptes
sur les comptes annuels**

Exercice clos le 31 décembre 2018

A l'Assemblée générale de la société NEOEN,

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 NEOEN relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2018, 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.

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 1er janvier 2018 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 devons porter 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.

Nous avons déterminé qu'il n'y avait pas de point clé d'audit à communiquer dans notre rapport.

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 sur le 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 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 sociétés contrôlant votre société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle 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 Commissaire aux Comptes de la Société NEOEN par votre Assemblée Générale du 13 septembre 2008 pour le cabinet Constantin Associés, le mandat ayant été renouvelé lors de votre Assemblée Générale du 22 avril 2014 pour le cabinet Deloitte. Le cabinet RSM Paris a été nommé par votre Assemblée Générale du 12 septembre 2018.

Au 31 décembre 2018, le cabinet Deloitte et Associés était dans la 11^{ème} année de sa mission sans interruption et le cabinet RSM Paris dans sa 1^{ère} année.

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 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 un rapport au comité d'audit 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.

A Paris-la Défense et Paris, le 17 avril 2019

Les commissaires aux comptes

Deloitte & Associé

RSM Paris

François Xavier AMEYE

Etienne de BRYAS

5.5 RAPPORT SPECIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS REGLEMENTES

DELOITTE & ASSOCIES

6 place de la Pyramide
92908 Paris-la Défense

RSM Paris

26, rue Cambacérès
75 008 Paris

NEOEN

Société anonyme

6, rue Ménars
75002 Paris

Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementées

Assemblée générale d'approbation des comptes
de l'exercice clos le 31 décembre 2018

A l'Assemblée générale de la société NEOEN,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements 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 et engagements dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts 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 et engagements. 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 et engagements 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 et engagements déjà approuvés 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.

CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS SOUMIS A L'APPROBATION DE L'ASSEMBLEE GENERALE

Conventions et engagements autorisés et conclus au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L. 225-40 du code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements suivants conclus au cours de l'exercice écoulé qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration.

Contrat de garantie et de placement (Underwriting Agreement)

Personnes concernées :

Impala SAS, le FPCI Capenergie II, représenté par sa société de gestion Omnes Capital et le FPCI Fonds ETI 2020, représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement (les « Actionnaires Cédants »)

Nature et objet :

- Contrat de garantie et de placement (Underwriting Agreement) entre Neoen SA (la « Société ») et les Actionnaires Cédants, d'une part, et J.P Morgan Securities plc et Natixis en qualité de Coordinateurs Globaux, Barclays PLC et Société Générale en qualité de Teneurs de Livre Associés, et Carnegie AS en qualité de Chef de File Associé (les « Etablissements Garants »), d'autre part, conclu le 16 octobre 2018.

Modalités :

- Votre conseil d'administration en date du 16 octobre 2018 a préalablement autorisé la conclusion de ce contrat de garantie.
- Aux termes de ce contrat, les Etablissements Garants, agissant non solidairement entre eux, se sont engagés chacun à concurrence d'un nombre maximum d'actions offertes dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société, à faire acquérir et payer, souscrire et libérer, ou le cas échéant à acquérir et payer, souscrire et libérer eux-mêmes, les actions offertes au prix de l'offre à la date de règlement-livraison.
- Les engagements pris par les Etablissements Garants étaient soumis aux conditions suspensives usuelles.
- Le contrat de garantie prévoit que les établissements financiers contractants soient rémunérés par des commissions prévues audit contrat.
- Le nombre total d'actions Neoen offertes dans le cadre de son introduction en bourse à l'issue de l'exercice de l'option de surallocation s'est élevé à 42.249.457 actions, soit 27.272.727 actions nouvelles et 14.976.730 actions existantes, portant ainsi la taille de l'offre à environ 697 millions d'euros.

Motifs justifiant de son intérêt pour la société

- Le contrat de garantie et de placement s'est inscrit dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société dont il constituait une composante indissociable, conformément aux pratiques de marché. Compte tenu des bénéfices attendus de l'introduction en bourse pour la Société, le Conseil a estimé que ledit contrat de garantie était conforme à l'intérêt social de la Société.

CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS DEJA APPROUVES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE

Conventions et engagements approuvés au cours de l'exercice écoulé

Nous avons par ailleurs été informés de l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'assemblée générale du 2 octobre 2018, sur rapport spécial des commissaires aux comptes du 17 septembre 2018.

Engagements concernant une indemnité de cessation de fonctions et l'indemnité de non-concurrence du Président directeur général, sous la condition suspensive de l'admission des actions de la société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Personne concernée :

Monsieur Xavier Barbaro, Président directeur général

Termes et conditions de l'engagement :

- En cas de révocation (hors les cas de faute grave ou lourde) ou de non-renouvellement de son mandat social, le Directeur général recevra une indemnité de départ (V« Indemnité ») équivalent à six (6) mois de rémunération (la « Rémunération »), un mois de rémunération étant défini comme étant la somme de (i) la moyenne des rémunérations mensuelles fixes versées les douze mois précédant la fin du mandat social et (ii) la moyenne mensuelle des deux derniers montants de rémunération variable versées.
- Le versement de l'Indemnité sera subordonné à la condition que la somme des résultats nets du Groupe au titre des deux derniers exercices clos, précédant sa révocation ou, selon le cas l'échéance de son mandat non renouvelé, soit positive.
- En cas de cessation de ses fonctions au titre de son mandat social, le Directeur général s'engage à ne pas exercer, sur le territoire français, à quelque titre que ce soit, une activité concurrente de celle de la Société et à ne pas s'intéresser directement ou indirectement à toutes activités pouvant concurrencer les activités de la Société, pendant une durée de douze (12) mois à compter de la cessation desdites fonctions.
- En contrepartie de cet engagement de non-concurrence, le Directeur général percevra pendant les douze (12) mois suivant la cessation de ses fonctions au titre de son mandat social, une contrepartie financière mensuelle d'un montant égal à 70% de la Rémunération perçue pendant les douze (12) derniers mois précédant la date de cessation de ses fonctions au sein de la Société. La Société se réserve le droit de renoncer au bénéfice de cette clause de non-concurrence.

- Il est précisé que le versement de l'indemnité de non-concurrence est exclu dès lors que le dirigeant fait valoir ses droits à la retraite. En tout état de cause, aucune indemnité ne peut être versée au-delà de 65 ans.

Paris-la Défense et Paris, le 17 avril 2019

Les commissaires aux comptes

Deloitte & Associé

RSM Paris

François Xavier AMEYE

Etienne de BRYAS

6. GLOSSAIRE

Aérogénérateur	Générateur produisant de l'électricité à partir de l'énergie cinétique du vent. Principal composant d'une installation éolienne.
Agrégateur	Intermédiaire qui achète de l'électricité auprès d'un producteur dans le but de la revendre sur le marché de l'électricité. Le Groupe fait appel à un agrégateur lorsqu'il souhaite vendre l'électricité produite par ses installations sur le marché de gros de l'électricité (marché <i>spot</i>).
Autres composants du système (« <i>balance of system</i> » ou composants « <i>BOS</i> » pour les parcs solaires et « <i>balance of plant</i> » ou composants « <i>BOP</i> » pour les parcs éoliens)	Tous les équipements et composants nécessaires à la construction d'un parc solaire, autres que les panneaux photovoltaïques, ou d'un parc éolien, autres que les aérogénérateurs, y compris les onduleurs, les transformateurs, les dispositifs de protection électrique, les équipements de câblage et de contrôle, ainsi que les éléments de structure tels que les cadres de montage ou les mâts d'éoliennes.
Biomasse	Processus permettant de produire de l'électricité grâce à la chaleur dégagée par la combustion de matières organiques d'origine végétale ou animale (biomasse par combustion) ou du biogaz issu de la fermentation de ces matières (biomasse par méthanisation, activité non exercée par le Groupe).
Conditions de test standards	Conditions de test standardisées pour la mesure de la puissance nominale produite par des cellules ou des panneaux photovoltaïques correspondant à (i) un niveau d'irradiation de 1.000 W/m ² , (ii) un niveau de masse d'air de 1,5 unité, et (iii) une température de cellule ou de panneau de 25°C.
Contrat d'achat d'électricité (« <i>Power Purchase Agreement</i> » ou « <i>PPA</i> »)	Contrat par lequel un producteur d'électricité vend, pour un prix déterminé, tout ou partie de sa production future à un acquéreur (ou acheteur d'électricité).
Contrat EPC (« <i>Engineering, Procurement and Construction</i> »)	Contrat de conception, d'approvisionnement et d'installation de parcs photovoltaïques, éoliens ou biomasse. Ce contrat comprend, en règle générale, un volet approvisionnement en panneaux photovoltaïques ou en aérogénérateurs et en autres composants du système (composants <i>BOS</i> ou <i>BOP</i>).
Contrat O&M (« <i>Operation and Maintenance</i> »)	Contrat d'entretien et maintenance d'une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse. Généralement, le prestataire <i>O&M</i> est l'entreprise qui a fourni les prestations <i>EPC</i> lors de la construction de l'installation.
Contrat pour différence (« <i>Contract for difference</i> »)	Contrat par lequel un acheteur d'électricité (le plus souvent gouvernemental) s'engage à payer au producteur d'électricité la différence entre le prix qu'il aurait payé dans un mécanisme de tarif d'achat obligatoire à guichet ouvert ou dans le cadre d'un appel d'offres et le prix auquel le producteur vend l'électricité sur le marché (prix « <i>M_{0i}</i> »).
Contrat de fourniture d'aérogénérateurs (<i>Turbine Supply Agreement</i> ou « <i>TSA</i> »)	Contrat par lequel un fournisseur assure la fourniture, le transport, l'installation et la mise en service d'aérogénérateurs.
Convention de raccordement au réseau	Convention définissant les obligations réciproques et les conditions d'ordre technique, juridique et financier que le producteur d'électricité et le gestionnaire du réseau doivent remplir pour le raccordement au réseau d'une installation de production d'électricité.

Coût actualisé de l'énergie (« <i>Levelized Cost of Energy</i> » ou « <i>LCOE</i> »)	Indicateur permettant de comparer la compétitivité des différentes sources d'énergie, calculé en rapportant le coût total de production d'électricité (incluant les coûts de développement, financement, construction, exploitation et maintenance) pour une installation donnée, à la production effective d'électricité de cette installation (exprimée en kWh) sur toute sa durée de vie.
Date de début des opérations de commercialisation (« <i>commercial operation date</i> » ou « <i>COD</i> »)	Date à partir de laquelle une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse est raccordée au réseau et commence à vendre l'électricité qu'elle produit.
Date de réception provisoire (« <i>provisional acceptance date</i> »)	Date à laquelle le prestataire <i>EPC</i> du Groupe atteint un niveau, contractuellement défini, d'achèvement de la construction d'une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse et obtient les certifications et performances nécessaires pour satisfaire les critères de « réception provisoire » au titre des contrats <i>EPC</i> et autres conventions se rapportant à cette installation.
Disponibilité énergétique technique moyenne	Ratio entre l'énergie effectivement produite par une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse au cours d'une période donnée et l'énergie qui pourrait théoriquement être produite au cours de la même période par la même installation.
Energie cinétique du vent	Energie de l'air en mouvement, en fonction de sa masse et de sa vitesse.
Éolien	Processus permettant de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique par le recours à des aérogénérateurs.
Irradiation	Niveau d'exposition d'un point de la surface terrestre aux rayonnements du soleil, qui permet de déterminer le niveau d'électricité qu'une installation photovoltaïque peut produire à cet endroit.
Kilowatt (kW)	Unité standard mesurant la puissance électrique, équivalente à 1.000 watts.
Kilowatt-heure (kWh)	Unité standard mesurant l'énergie électrique générée ou consommée (puissance exprimée en kW multipliée par une période exprimée en heure).
Mégawatt (MW)	Unité standard mesurant la puissance électrique, équivalente à 1.000 kW ou 1 million de watts.
Mégawatt-heure (MWh)	Unité standard mesurant l'énergie électrique générée ou consommée (puissance exprimée en MW multipliée par une période exprimée en heure).
Obligations vertes (« <i>green bonds</i> »)	Titres de créance dont les produits servent à financer des projets éligibles au regard de critères sociaux ou environnementaux, notamment par référence aux principes directeurs établis en la matière par l' <i>International Capital Markets Association</i> (« <i>Green Bonds Principles</i> »).
Onduleur	Dispositif permettant de convertir un courant continu (« CC ») produit par une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse en un courant alternatif (« CA ») compatible avec les réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Panneau photovoltaïque	Principal composant d'un parc solaire, constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement, encapsulées dans une enveloppe en plastique ou en verre et soutenues par des matériaux de support, le plus souvent une structure en aluminium.
Parité réseau (« <i>grid parity</i> »)	Situation dans laquelle le coût moyen total de production (<i>LCOE</i>) de l'énergie photovoltaïque ou éolienne est inférieur ou égal au prix d'achat de l'électricité sur le réseau.
Photovoltaïque	Processus permettant de produire un courant électrique par l'exposition de matériaux semi-conducteurs à la lumière.
Puissance crête	Puissance maximale produite par un panneau photovoltaïque dans des conditions de test standards.
Puissance installée	Niveau de watt-crête ou de watt, selon le cas et les normes considérées, pour une installation photovoltaïque, éolienne, biomasse donnée, ou stockage.
Projets en phase « <i>early stage</i> »	Un projet (i) situé sur un terrain pour lequel le propriétaire a confirmé son intention de contracter avec le Groupe, (ii) situé à proximité d'un point de raccordement au réseau électrique, (iii) pour lequel des études techniques ont été initiées mais non finalisées.
Projets en phase « <i>advanced development</i> »	Les éléments suivants devront être complétés : (i) immobilier (signature d'un contrat validant l'utilisation du terrain), (ii) accès au réseau (raccordement préliminaire au réseau confirmé), (iii) technique (études de préconceptions achevées).
Projets en phase « <i>tender-ready</i> »	Un projet pour lequel les conditions suivantes sont alternativement remplies : <ul style="list-style-type: none"> - un permis de construire a été obtenu et toutes les conditions préalables à la signature d'un contrat de vente d'électricité sont remplies, dans un pays : (i) qui dispose d'un programme de développement des énergies renouvelables par le biais de procédures d'appel d'offres récurrentes ; ou (ii) présente un marché liquide de contrats de vente d'électricité auprès d'entreprises privées ; - ou, un tarif d'achat obligatoire est disponible et une demande de permis de construire a été soumise. <p>Sur la base de ces critères, un projet qui atteint la phase « <i>tender-ready</i> » ne sera pas reclassé à un stade moins avancé tant que (i) la dynamique de marché des énergies renouvelables du pays concerné reste inchangée ; et (ii) les exigences pour l'obtention d'un contrat de vente d'électricité demeurent les mêmes.</p>
Projets en phase « <i>awarded</i> »	Une première demande d'autorisation (environnementale pour l'éolien ou de permis de construire pour le photovoltaïque) pour le projet a été acceptée et n'est plus susceptible d'appel, et il existe une garantie de conclusion d'un contrat de vente pour l'électricité produite une fois le projet construit ou encore le projet a remporté une procédure d'appel d'offres. À ce stade, certaines autorisations additionnelles peuvent être requises pour autant que le Groupe les juge secondaires par rapport à l'autorisation obtenue. En fonction de ce qui pourrait être réalisé durant la phase initiale de développement, l'acquisition de droits fonciers et la réalisation d'études supplémentaires peuvent également être en cours. Les discussions avec le prestataire <i>EPC</i> , ainsi que les négociations relatives au financement du projet, sont généralement terminées à ce stade.

Projets en construction (« <i>under construction</i> »)	L'instruction de procéder à la construction (« <i>notice to proceed</i> ») a été notifiée au prestataire <i>EPC</i> . L'actif restera dans cette catégorie jusqu'à ce que la réception provisoire ait été signée, même si l'installation a déjà commencé à produire et à vendre de l'électricité.
Projets en exploitation (« <i>in operation</i> »)	La réception provisoire du projet (« <i>provisional acceptance</i> ») a été signée et la responsabilité de l'actif transférée par l'équipe de construction à l'équipe d'exploitation.
PV	Abréviation utilisée pour photovoltaïque.
Ratio de performance (RP)	Ratio exprimé en pourcentage entre la production réelle d'électricité et la production théorique au cours d'une période de référence.
Grid curtailment (écrétement)	Situation dans laquelle un producteur d'électricité est contraint de réduire sa production d'énergie à un niveau inférieur à sa capacité de production régulière, pour des raisons indépendantes de sa volonté, le plus souvent sur demande du gestionnaire de réseau.
Réseau	Ensemble des installations d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie électrique des unités de production aux consommateurs.
Silicium monocristallin	Matériau de base composant les cellules photovoltaïques, obtenu en faisant fondre le silicium polycristallin raffiné à très haute température puis en le solidifiant en un seul cristal cylindrique de grande dimension.
Silicium polycristallin	Matériau de base composant les cellules photovoltaïques, obtenu par refonte de morceaux de silicium raffiné puis par solidification dans un creuset en bloque parallélépipédique, puis découpé en lingot rectangulaire constitué de multiples petits cristaux de tailles et de formes différentes. Chaque lingot est ensuite découpé en wafer d'épaisseur très fine. Cette technologie est plus répandue mais un peu moins performante que le silicium monocristallin.
Société de projet	Société spécialement créée ou, dans une moindre mesure, acquise par le Groupe aux seules fins de détenir un actif photovoltaïque, éolien, biomasse ou de stockage du Groupe tout en portant l'endettement relatif au projet détenu (sans recours sur la Société).
Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)	Système d'information utilisé pour évaluer, optimiser et contrôler la production d'énergie, la performance, la sécurité et plus généralement, le bon fonctionnement d'une installation photovoltaïque, éolienne ou biomasse en temps réel.
Tarif d'achat obligatoire (« <i>Feed-in-tariff</i> »)	Mécanisme légal et réglementaire en vertu duquel le prix d'achat de l'électricité produite par une unité de production est imposé à un acheteur au titre de contrats de longue durée.
Taux de rentabilité interne (« <i>Internal rate of return</i> ») d'un projet	Ratio entre les flux de trésorerie futurs d'un projet et ses coûts prévisibles (notamment le coût de l'endettement y afférent).
Transformateur	Dispositif de conversion qui permet de modifier la tension et l'intensité d'un courant électrique en un courant électrique de tension et d'intensité différentes.
Watt (W)	Unité standard mesurant (pour le Groupe) la puissance électrique d'une installation photovoltaïque, établie dans des conditions de test standards ou d'une installation éolienne, biomasse, ou stockage.

7. ATTESTATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER ANNUEL

« J'atteste, à ma connaissance, que 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 sociétés comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des sociétés comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées. »

XAVIER BARBARO

En qualité de Président-directeur général de la Société sous forme de société anonyme

Xavier BARBARO

En qualité de Président de la Société sous forme de société par actions simplifiée