

NEOEN

Neoen

Société anonyme au capital de 171 149 424 euros
Siège social : 6 rue Ménars, 75002, Paris
508 320 017 RCS PARIS

PREMIER AMENDEMENT AU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2019



Ce présent amendement au document d'enregistrement universel 2019 a été déposé le 15 mars 2021 auprès de l'AMF, en sa qualité d'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017-1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement.

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

Le présent amendement (l'« **Amendement** ») complète et doit être lu conjointement avec le document d'enregistrement universel 2019 déposé auprès de l'AMF le 28 avril 2020 sous le numéro D. 20-0386 (le « **Document d'Enregistrement Universel 2019** »).

Une table de correspondance est fournie dans le présent Amendement afin de permettre de retrouver facilement les informations incorporées par référence et celles mises à jour ou modifiées.

Dans l'Amendement, « **Neoen** » et la « **Société** » désignent la société Neoen S.A. et le « **Groupe** » désigne la Société et l'ensemble de ses filiales consolidées.

Le Document d'Enregistrement Universel 2019 ainsi que l'Amendement y afférent sont disponibles sur le site Internet de Neoen (www.neoen.com) ainsi que sur le site Internet de l'AMF (www.amf-france.org).

SOMMAIRE

1	PRESENTATION	3
1.1	PRÉSENTATION GÉNÉRALE	3
1.2	DESCRIPTION DU MARCHÉ DES ENERGIES RENOUVELABLES	4
1.3	DESCRIPTION DES ACTIVITES DU GROUPE	11
2	COMMENTAIRES SUR L'EXERCICE 2020	38
2.1	INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE ET DONNÉES OPÉRATIONNELLES	38
2.2	PERSPECTIVES ET TENDANCES.....	42
2.3	ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU RESULTAT.....	49
2.4	FINANCEMENTS ET INVESTISSEMENTS	68
2.5	PROCEDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGE	84
2.6	AUTRES INFORMATIONS	85
3	FACTEURS ET GESTION DES RISQUES	86
3.1	PRINCIPAUX FACTEURS DE RISQUES AUXQUELS LE GROUPE EST EXPOSÉ	86
3.2	ASSURANCES ET GESTION DES RISQUES.....	102
4	COMPTES CONSOLIDES 31 DECEMBRE 2020	120
4.1	COMPTES CONSOLIDES.....	122
4.2	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES.....	176
5	CAPITAL ET ACTIONNARIAT	183
5.1	RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LA SOCIÉTÉ	183
5.2	CAPITAL	185
5.3	ACTIONNARIAT	195
5.4	MARCHÉ DU TITRE ET RELATIONS AVEC LES ACTIONNAIRES.....	201
6	ATTESTATION DU RESPONSABLE DE L'AMENDEMENT AU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2019	204
7	TABLE DE CONCORDANCE	205

1 PRESENTATION

1.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE

La section 1.1.2 intitulée « *Stratégie* » du Document d'Enregistrement Universel 2019 est substituée par ce qui suit :

Notre vision

Le remplacement des énergies fossiles par les énergies renouvelables est la révolution économique, écologique et sociale de ce siècle.

Seuls les énergéticiens spécialisés, indépendants, implantés localement et financièrement solides, apporteront les solutions les plus durables et les plus performantes pour accomplir cette révolution.

Notre mission

Partout où nous sommes présents, penser et mettre en œuvre localement les moyens de produire durablement et à grande échelle, l'électricité renouvelable la plus compétitive.

Notre stratégie

Consolider nos positions géographiques existantes

Neoen est un acteur diversifié géographiquement, présent dans 15 pays et 3 zones géographiques (Amériques, Europe-Afrique, Australie) avec une présence sur le terrain, des bureaux dans chacun de ses pays et des équipes locales.

Le Groupe prévoit à l'avenir de croître très majoritairement dans les pays dans lesquels il est déjà implanté où il a pour ambition de développer un portefeuille équilibré entre éolien, solaire et stockage. En se renforçant dans ses géographies existantes, Neoen pourra bénéficier des ressources déjà présentes et de sa courbe d'expérience pour augmenter la taille moyenne de ses projets et leur compétitivité.

Neoen souhaite par ailleurs se développer de manière sélective dans des nouveaux pays, principalement dans la zone OCDE, qui continuera de représenter au moins 80% de sa capacité en opération ou en construction. Cette expansion géographique sera réalisée avec la même approche que celle adoptée par le Groupe depuis son introduction en Bourse, à savoir dans des pays où le solaire et l'éolien sont des énergies intrinsèquement compétitives, en s'appuyant sur des contrats libellés en devises fortes et en finançant ses projets majoritairement sous la forme d'endettement de projet sans recours auprès de prêteurs locaux et internationaux. Ces pays devront également offrir un potentiel de développement significatif permettant au Groupe de construire une position de leader.

Se positionner comme un acteur intégré solaire, éolien et stockage

Neoen est un acteur intégré, avec un mix technologique complet (solaire, éolien, stockage). Cette présence sur les trois segments, qui va de pair avec la diversification géographique, permet de diminuer l'exposition du Groupe aux aléas climatiques et de stabiliser sa production. Son approche en matière d'intégration du stockage s'inscrit dans une stratégie plus large d'intégration, dès la conception et la structuration des projets, d'éléments qui améliorent l'attractivité globale des projets. Le stockage permet alors de lisser l'intermittence du solaire et de l'éolien, tout en fournissant des services au réseau.

Vendre notre énergie via différents canaux

Au-delà des contrats de vente d'électricité auprès des contreparties publiques, notamment gouvernementales, et des distributeurs d'électricité, qui continuent d'offrir des perspectives de revenus solides pour Neoen, le Groupe prévoit de diversifier sa base de clients auprès d'acheteurs privés sous la forme de contrats de ventes d'électricité (PPA) de préférence de moyen et long terme. Il existe en effet une très forte demande de la part de ces contreparties privées, pour laquelle le Groupe est idéalement positionné grâce à son activité de stockage, son équipe dédiée d'*Energy Management* et ses offres de contrats de ventes d'électricité sophistiqués.

De plus, tout en continuant à se concentrer sur la sécurisation de revenus stables et à long terme par le biais de contrats de vente d'électricité, Neoen cible de manière stratégique des revenus de marché additionnels en tirant parti des prix favorables du marché, dans les pays où les marchés spot sont développés, et ce dans la limite de 20% de sa capacité installée hors stockage.

Croître principalement de façon organique

La croissance du Groupe est très majoritairement organique, lui permettant de créer de la valeur tout au long du développement des projets, de leurs structurations industrielle et financière jusqu'à leur mise en opération et au-delà.

Le groupe pourrait toutefois, comme par le passé, réaliser de manière opportuniste des opérations de croissance externe ciblées et créatrices de valeur en privilégiant notamment des actifs offrant un potentiel de *repowering* proche.

Conserver la majorité de nos actifs sur le long-terme

Le modèle de Neoen est, par défaut, de garder le contrôle des actifs qu'elle a développés et d'en être l'actionnaire majoritaire. Cette stratégie *develop-to-own* permet au Groupe d'être garant de la qualité et de la performance de ses actifs et lui offre ainsi un avantage compétitif important lors des appels d'offres. Elle lui permet également de capter la valeur à long terme des centrales tout au long de leur durée de vie et de bénéficier de leur potentiel de *repowering*.

Adopter une approche complémentaire de *Farm-Down*

Dans un souci d'optimisation de son bilan, de ses capacités financières et de sa rentabilité, le Groupe envisage dès 2021 de procéder de manière régulière mais sélective à la cession totale ou majoritaire de projets de son portefeuille sécurisé (*Farm-Down*). Ces cessions se feront dans une limite d'un volume de projets ne dépassant pas 20% de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé. Le Groupe prévoit, dans la mesure du possible, de maintenir une détention minoritaire au sein des projets concernés, d'en assurer la gestion administrative et opérationnelle, et de conserver des droits fonciers afférents, de manière à pouvoir prendre part à la phase de *repowering* ultérieure de ces projets.

Maintenir une diversité de fournisseurs

Neoen veille à ne pas dépendre d'un unique fournisseur ou sous-traitant pour ses panneaux solaires, turbines éoliennes et autres composants du système.

Soucieux d'engager une relation pérenne, le Groupe travaille avec des fournisseurs de composants majeurs ou critiques qui sont tous tiers one et respectent les normes les plus exigeantes de santé, sécurité, environnement et qualité. Quel que soit le pays dans lequel le projet se situe, Neoen travaille uniquement avec des contractants EPC de premier rang qui ne pourront être choisis qu'après un processus rigoureux de pré-sélection.

Mettre en place des financements protecteurs

Neoen se finance essentiellement par endettement au niveau des actifs et souscrit majoritairement une dette sans recours, à long terme, à taux fixe autant que possible, et dans les mêmes devises fiables que les revenus des projets, afin de préserver la stabilité de la structure du capital et, à l'avenir, de minimiser les risques connexes.

1.2 DESCRIPTION DU MARCHÉ DES ENERGIES RENEUVELABLES

La section 1.2 intitulée « *Description du marché des énergies renouvelables* » du chapitre 1 du Document d'Enregistrement Universel 2019 est substituée par ce qui suit :

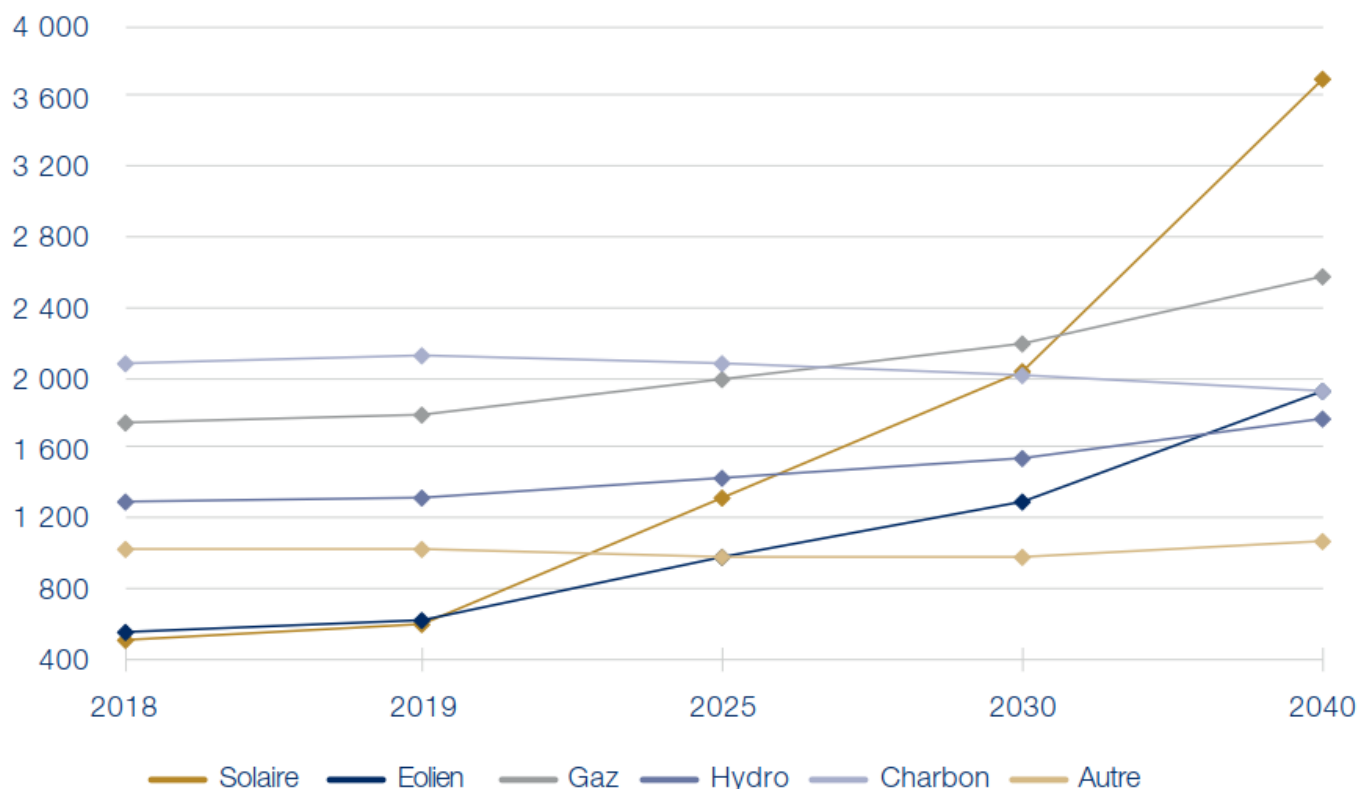
1.2.1 UN MARCHÉ MONDIAL DES ENERGIES RENEUVELABLES EN FORTE CROISSANCE

La croissance des énergies renouvelables est tirée par une augmentation sous-jacente des besoins en énergie toutes sources confondues, couplée à une volonté de plus en plus marquée d'alimenter l'outil de production et les populations en énergie verte et à des prix compétitifs.

Dans son dernier *World Energy Outlook (2020)*, l'Agence internationale de l'énergie (IEA) estime que les capacités de production d'énergie, toutes sources confondues, devraient passer de 7,5 TW en 2019 à 13,4 TW en 2040, soit

près du double. Parmi ces sources d'énergie, le solaire devrait connaître la plus forte progression, avec un taux de croissance annuel moyen de 9 % sur la période, suivi de l'éolien à près de 6 %. Au sein de ces capacités de production, la part du solaire et de l'éolien devrait passer de 16 % environ en 2019 à 42 % en 2040.

Prévisions de la capacité de production d'électricité installée (en GW)

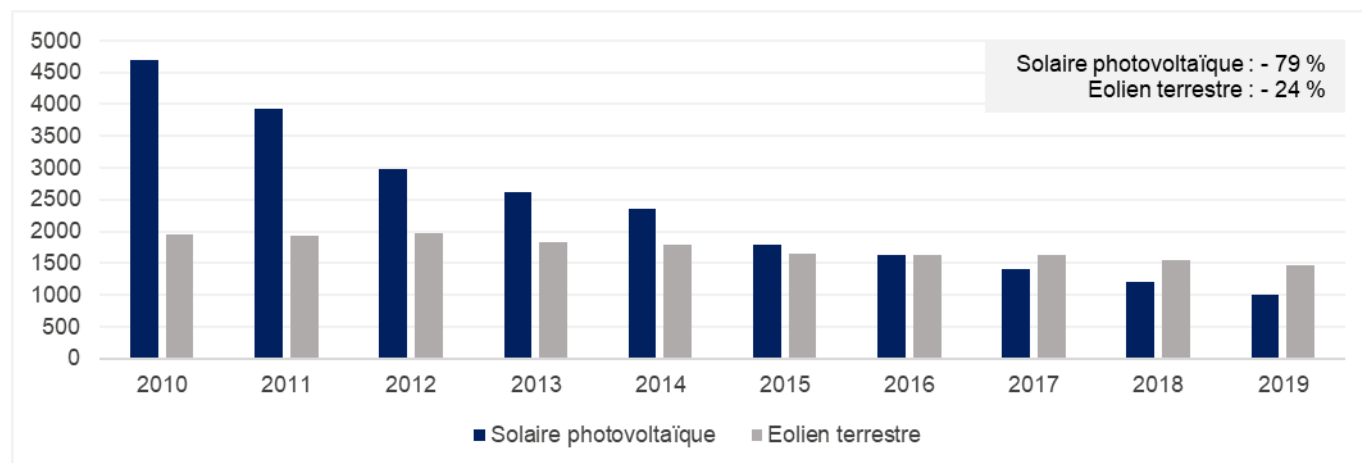


Source : International Energy Agency (2020), World Energy Outlook 2020, IEA, Paris

Cette augmentation attendue de la part du solaire et de l'éolien dans le mix énergétique résulte de plusieurs dynamiques positives, et notamment :

- l'engagement des Etats contre le réchauffement climatique, comme témoigné dans le cadre des accord internationaux comme l'accord de Paris. Or, l'énergie est un des domaines où la réduction des émissions de CO2 est le plus actionnable aujourd'hui, car les solutions décarbonées comme les énergies renouvelables existent et sont efficaces ;
- la compétitivité du solaire et de l'éolien, qui sont aujourd'hui les solutions de production d'énergie les moins chères dans de nombreuses parties du monde. Au-delà de la volonté politique, le remplacement des moyens de production thermiques vieillissant par des énergies renouvelables est souvent une évidence économique. Cette compétitivité grandissante des énergies renouvelables est matérialisée par une baisse importante de leurs coûts du fait de facteurs technologiques et opérationnels ;

Baisse des coûts moyens d'installation depuis 2010 (en USD/kW)



Source : IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency

- le soutien des gouvernements dépasse aujourd'hui le cadre des subventions à la production d'électricité et s'inscrit dans la démarche long terme d'une transition énergétique. Certains pays y voient l'opportunité de dynamiser leur économie, d'assurer une production d'électricité pérenne et bon marché, et de créer des emplois pour compenser la perte de ceux historiquement présents dans les industries carbonées et déclinantes. Les « plans Hydrogènes » ou le soutien à la voiture électrique en Europe en sont une des matérialisations les plus récentes. Ces nouveaux champs d'utilisation de l'électricité devraient par ailleurs renforcer la demande à moyen terme et favoriser les énergies renouvelables grâce à leur compétitivité ;
- la volonté de verdir le mix énergétique est aussi reprise par le secteur privé, pour des raisons citoyennes, économique ou marketing. On assiste en effet à la multiplication des contrats d'achats auprès des entreprises. Ces dernières se distinguent dans des démarches comme le « RE100 »¹ et mettent en avant leur stratégie d'acquisition d'énergie renouvelable qui leur permet d'être reconnues comme des entreprises « vertes » engagées dans des politiques d'énergie propre. Le recours aux énergies renouvelables leur permet également de réduire leurs coûts et le risque lié à la volatilité des prix concernant leurs besoins en électricité. Neoen s'attend à ce qu'un marché important des contrats de vente d'électricité privés portant sur les énergies renouvelables se développe dans les années à venir, à mesure que la parité réseau s'étend et que ces acheteurs deviennent de plus en plus sophistiqués. De fait, en 2020, le marché des contrats de vente d'électricité avec des acheteurs privés (*corporate PPAs*) a représenté un volume de 23,7 GW, avec plus de 130 entreprises. Cela représente une augmentation de 18 % par rapport aux 20,1 GW de 2018, et de près de 75 % par rapport à 2017 (Source : *BNEF's 1H 2021 Corporate Energy Market Outlook*).

1.2.2 L'IMPACT GRANDISSANT DES SOLUTIONS DE STOCKAGE

Traditionnellement, l'inconvénient majeur associé au solaire et à l'éolien était leur intermittence. Ainsi, un réseau comprenant une part importante de renouvelable se voyait exposé à de potentiels problèmes de stabilité et de maintien de l'équilibre entre offre et demande. Pour faire face aux aléas, imparfaitement prévisibles, de la production d'énergies renouvelables, les gestionnaires de réseaux préféraient limiter la quantité de centrales intermittentes connectées.

Les technologies de stockage permettent désormais une pénétration plus importante des énergies renouvelables. Elles présentent le double avantage de pouvoir répondre aux déséquilibres entre l'offre et la demande avec plus de réactivité qu'une centrale thermique, et d'utiliser, après l'avoir stockée, l'énergie produite par les installations solaires et éoliennes alors que cette production excédait la demande sur le réseau et aurait normalement été « effacée » (*curtailment*).

¹ RE100 est une initiative internationale portée par deux ONG, The Climate Group et le CDP. Lancée en 2014 lors de la "Climate Week" à New York, elle vise à réunir des entreprises internationales qui s'engagent à s'approvisionner en électricité 100 % renouvelable.

Les capacités de stockage représentent donc un facteur facilitateur important pour le développement des énergies renouvelables, qui, à leur tour, contribueront à la très forte progression des capacités de stockage dans les années à venir.

Prévisions d'évolution mondiale des capacités de stockage

En 2019, plus de 10 GW de batteries sont connectées aux réseaux électriques. Pour la première fois en près d'une décennie, les installations annuelles de stockage sur batterie ont diminué en 2019 notamment aux États-Unis et en Europe. A contrario, le marché australien a quant à lui poursuivi sa dynamique avec l'installation d'environ 200 MW de capacité de stockage supplémentaire en 2019. Une nouvelle expansion du marché était anticipée pour 2020, mais la crise de COVID-19 a pu entraîner des retards dans le déploiement d'installations de stockage sur batterie à court terme étant donné les arrêts et les perturbations temporaires de la chaîne d'approvisionnement (World Energy Outlook, 2020).

La capacité mondiale de stockage des batteries devrait être multipliée par 20 entre 2019 et 2030, avec 130 GW de batteries installées dans le monde d'ici 2030 (World Energy Outlook, 2020). Il sera important de surveiller la sécurité d'approvisionnement pour divers minéraux nécessaires à la fois aux systèmes de stockage sur batteries et batteries dans les véhicules électriques, y compris le cobalt, le lithium et le cuivre (Kim et Karpinski, 2020). La croissance du stockage sur batterie reste fortement dépendante d'une réglementation efficace qui reflète la valeur des services de flexibilité fournis et permette un accès équitable aux marchés (World Energy Outlook, 2020).

La baisse des coûts des batteries lithium-ion est l'une des principales raisons de l'amélioration de la compétitivité des installations de stockage, en baisse de 90 % par rapport aux niveaux de 2010 pour atteindre 150 USD/kWh en 2019 (BNEF, 2020). De plus, le déploiement massif de batteries dans les voitures électriques devrait apporter une réduction de 40 % des coûts actuels de la batterie d'ici 2030 et de 50 % d'ici 2040 (World Energy Outlook, 2020).

Selon qu'elles soient directement raccordées au réseau ou liées à un projet d'énergies renouvelables, les solutions de stockage seront configurées selon différents *business models* et généreront différents types de revenus. Neoen estime qu'il existe aujourd'hui quatre modèles de revenu des solutions de stockage (capacité de réserve, services de régulation de fréquence, déplacement d'énergie et arbitrage). Pour plus de détails, se reporter à la section 1.3.2.3 « stockage d'énergie ».

1.2.3 STRUCTURE DES MARCHES

1.2.3.1 MODALITES DE VENTE DE L'ELECTRICITE

Les producteurs d'énergies renouvelables peuvent vendre l'électricité produite par leurs installations selon différents types de contrats long terme avec un ou plusieurs acheteurs qui peuvent être des entreprises de distribution d'électricité (*utilities*), publiques ou privées, des administrations publiques ou des acheteurs privés. Ces contrats sont décrits plus en détail aux sections 1.3.4.1 « Clients du Groupe » et 1.3.4.2 « Contrats de vente de l'électricité » du présent Amendement.

Cette typologie peut être résumée comme suit :

- des contrats de vente d'électricité remportés dans le cadre d'appels d'offres, conclus pour une durée de 10, 15, 20 ou 25 ans et portant généralement sur une capacité déterminée d'électricité à un prix donné ;
- des contrats de gré à gré avec des acheteurs sophistiqués, tels que des entreprises énergétiques ou des entreprises privées ayant des besoins énergétiques spécifiques. Ces contrats portent généralement sur une puissance déterminée, à des prix contractuellement définis, livrée directement ou indirectement, à la contrepartie. Ils ont une durée plus courte que les contrats avec des acheteurs publics ou parapublics ou entreprises privées de distribution d'électricité, en général de 10 à 15 ans.

Dans leur très large majorité, les contrats sont de type *take-or-pay* et ne présentent pas de risque volume puisque l'engagement porte sur un prix au MWh, quel que soit le volume injecté dans le réseau.

Les contrats de vente ne sont pas indexés sur les prix de l'électricité, du pétrole ou du gaz, mais peuvent être indexés totalement ou partiellement sur l'inflation. Ils peuvent également contenir une protection contre les variations des taux de change dans les pays émergents : par exemple sous forme de paiement direct en devise forte, ou bien sous

forme de paiement en devise locale mais avec clause d'ajustement en fonction de l'évolution du taux de change avec une devise forte de référence.

Les producteurs peuvent compléter les revenus qu'ils tirent des contrats ci-dessus par des ventes d'électricité sur les marchés *spot* (section 1.3.4.1 (iv) « Vente sur le marché de l'électricité (marché *spot*) et contrats à court terme » du présent Amendement). Ces ventes peuvent aussi être réalisées au moyen de contrats à court terme et peuvent être utilisées stratégiquement pour exploiter la capacité des installations qui n'est pas destinée à être vendue via des contrats long terme de type contrats de vente d'électricité.

Ces ventes peuvent intervenir :

- entre la mise en service de la centrale et l'entrée en vigueur du contrat de vente d'électricité ;
- à l'issue des contrats de vente d'électricité réglementaires ou privés pour tout ou partie des volumes de production ;
- pour l'excédent des volumes de production qui dépasse le montant maximum contractualisé ou remporté à l'issue d'un appel d'offres.

Ces situations sont de plus en plus fréquentes. Elles sont facilitées par l'arrivée d'acteurs de type agrégateurs ou *route-to-market off-takers*, simplifiant pour les producteurs renouvelables indépendants l'accès et les ventes sur le marché libre. Par ailleurs, la possibilité de pouvoir réaliser ces ventes est de plus en plus prise en compte par les prêteurs dans l'analyse du profil financier d'un projet.

En sus des revenus générés par les ventes d'électricité, les exploitants de centrales de production d'électricité solaire ou éolienne et d'installations de stockage peuvent percevoir des revenus complémentaires au titre de :

- primes de capacité, en présence de marchés de capacité, (en général proportionnelles à la capacité disponible) ;
- la vente de certificats verts proportionnels à la production, selon la réglementation applicable, par exemple les *Large-scale Generation Certificate* en Australie ;
- une rémunération de location pour certaines centrales de stockage : il s'agit en général d'une rémunération contractualisée pour permettre à un gestionnaire de réseau ou un État de bénéficier des services que fournit la batterie ;
- une rémunération de régulation de fréquence : il s'agit de rémunérer des services de stabilisation vendus aux gestionnaires de réseaux ;
- un revenu lié au report de production : l'électricité produite est stockée pendant les heures creuses puis revendue en période de pointe pendant les périodes de prix élevés.

À noter que les 3 dernières catégories de rémunérations précitées peuvent également être réalisées par des installations de stockage indépendantes (directement connectées au réseau).

1.2.3.2 TENDANCES AFFECTANT LA STRUCTURE DES MARCHES

Évolution vers une combinaison de plusieurs business models pour un même actif. Les actifs intègrent des modes de rémunération de plus en plus complexes. Il peut y avoir plusieurs contrats de vente d'électricité, avec des acheteurs différents, conclus à des conditions et pour des durées différentes. Une partie de l'électricité peut ainsi être vendue à des acteurs privés. Par ailleurs, les ventes sur les marchés *spot*, même si elles restent opportunistes, peuvent permettre de bénéficier d'un gain additionnel par rapport aux tarifs de rachat contractualisés à l'issue de l'appel d'offres. C'est particulièrement le cas dans les géographies clés du Groupe que sont le Mexique, l'Australie ou la Finlande, car les énergies renouvelables sont à parité réseau et donc les tarifs des contrats d'achat long terme sont généralement moins élevés que le marché *spot*. Elles peuvent aussi améliorer le profil financier du projet en intervenant entre la mise en service de la centrale et l'entrée en vigueur du contrat de vente d'électricité. En outre, l'intégration avec des installations de stockage permet de percevoir des rémunérations au titre des réserves de capacité et de la régulation de fréquence, et renforce les opportunités d'effectuer des ventes sur les marchés *spot* via le report de production.

Développement de l'activité de stockage. Les progrès technologiques et la baisse des coûts de production des équipements de stockage d'électricité permettent le développement des installations de stockage, pour répondre aux déséquilibres liés à l'intermittence des énergies renouvelables. Par ailleurs, les gestionnaires de réseaux

devraient de plus en plus faire appel aux batteries pour fournir des services d'équilibrage et de lissage de la production.

Développement de projets multi-technologies. En plus des batteries installées indépendamment de tout autre actif, de plus en plus de projets éoliens ou solaires sont couplés à une solution de stockage, permettant de contrer les impacts négatifs liés à l'intermittence des énergies renouvelables. Dans ce contexte, un acteur comme Neoen, qui maîtrise plusieurs technologies, est naturellement avantagé par rapport à un producteur spécialisé sur une seule de ces sources d'énergie.

Amélioration de la compétitivité des projets. Les énergies renouvelables sont de plus en plus compétitives, avec un nombre de pays à parité réseau qui ne cesse d'augmenter. Cette compétitivité découle de la baisse des coûts de capex et des coûts de financement, alliés à deux autres dynamiques positives pour la compétitivité des projets : d'une part une tendance à aller vers des projets de plus grande ampleur, générant des effets d'échelle, et d'autre part la pénétration du solaire résidentiel dans de nombreux pays, avec une consommation au plus près de la production.

1.2.4 ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL

Le marché des énergies renouvelables reste encore très ouvert et très fragmenté, composé dans de nombreux pays d'acteurs de toutes tailles. Des barrières à l'entrée grandissantes 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, 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.

Ainsi, des distributeurs d'électricité (*utilities*) historiques nationaux, 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 Renouvelables, Enel). À ceux-ci s'ajoutent des acteurs internationaux spécialisés dans le domaine des renouvelables, comme Neoen ou encore Scatec, Voltalia ou FRV, et des acteurs de petite taille opérant localement, dont la proportion tend à se réduire. Enfin, des entreprises énergétiques de premier plan, telles que Engie ou Total, ont renforcé leurs positions sur le marché des énergies renouvelables par des acquisitions récentes de développeurs et producteurs indépendants d'électricité solaire ou éolienne. D'autres concurrents ont aussi 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.

Neoen est le premier producteur français indépendant d'énergies renouvelables, le premier producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable en Australie et un acteur majeur dans les autres pays dans lesquels il est implanté.

La concurrence pour l'octroi des projets reste forte. Mais 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, ce qui est bénéfique à Neoen. Enfin, l'accès au financement à des conditions acceptables et la solidité financière témoignent de la capacité à faire face aux aléas de la construction et de l'opération, et constituent, avec les éléments ci-dessus des barrières à l'entrée grandissantes.

Principaux acteurs sur les marchés nationaux

Pays	Marché	Acteurs	Capacité des installations en opération (en MW)
Argentine	Énergie éolienne et solaire 2019	Genneia S.A.	364
		Pampa Energy	206
		Central Puerto	205
		360 Energy	114
		Energia y Minerai Sociedad del Estado	100
Australie	Énergie éolienne et solaire 2019	Neoen	931
		Infigen	726
		FRV Australia	534
		CWP Renewables	518
		Pacific Hydro	485
Finlande	Énergie éolienne 2019	Tuuliwatti Oy	423
		Taaleri Pääomarahastot Oy	290
		EPV Tuulivoima Oy	233
		Suomen Hyötytuuli Oy	187
France	Énergie éolienne et solaire 2019	Engie	3700
		EDF Renewables	1987
		Boralex	1811
		Neoen	771
		Total Quadran	560
Mexique	Énergie éolienne et solaire 2020	Enel	2923
		Acciona Energia	1144
		IEnova (Sempra)	933
		Iberdrola	867
		Zuma Energia	750
Portugal	Énergie éolienne et solaire 2020	EDP Renewables	1164
		Finerge	927
		Iberwind	726
		Trustenergy	489
		Generg	467
Salvador	Énergie éolienne, solaire et activité de stockage 2020	Neoen	244
		AES	143
		Real Infrastructure	67
		Ventus	50
		Grupo Borja	24

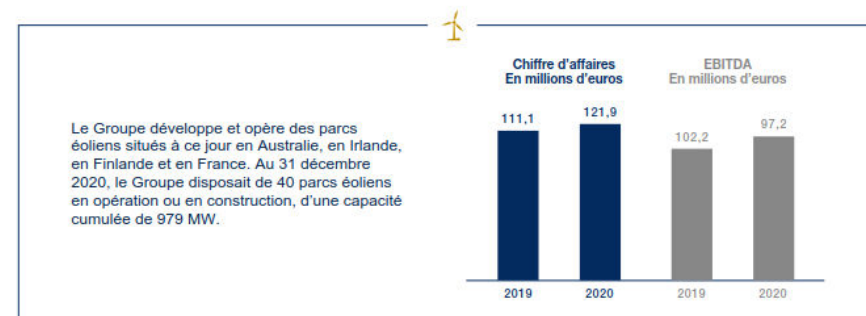
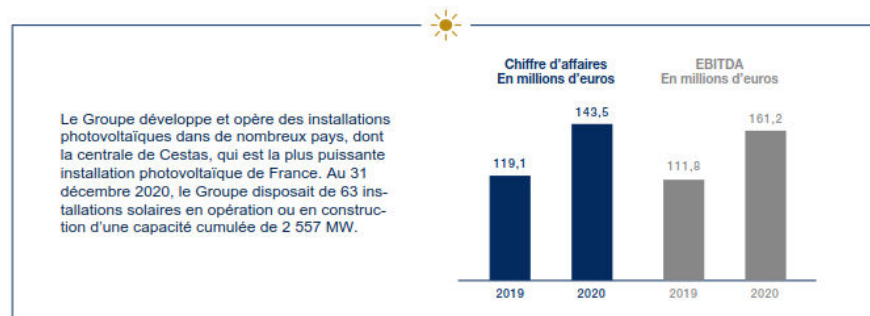
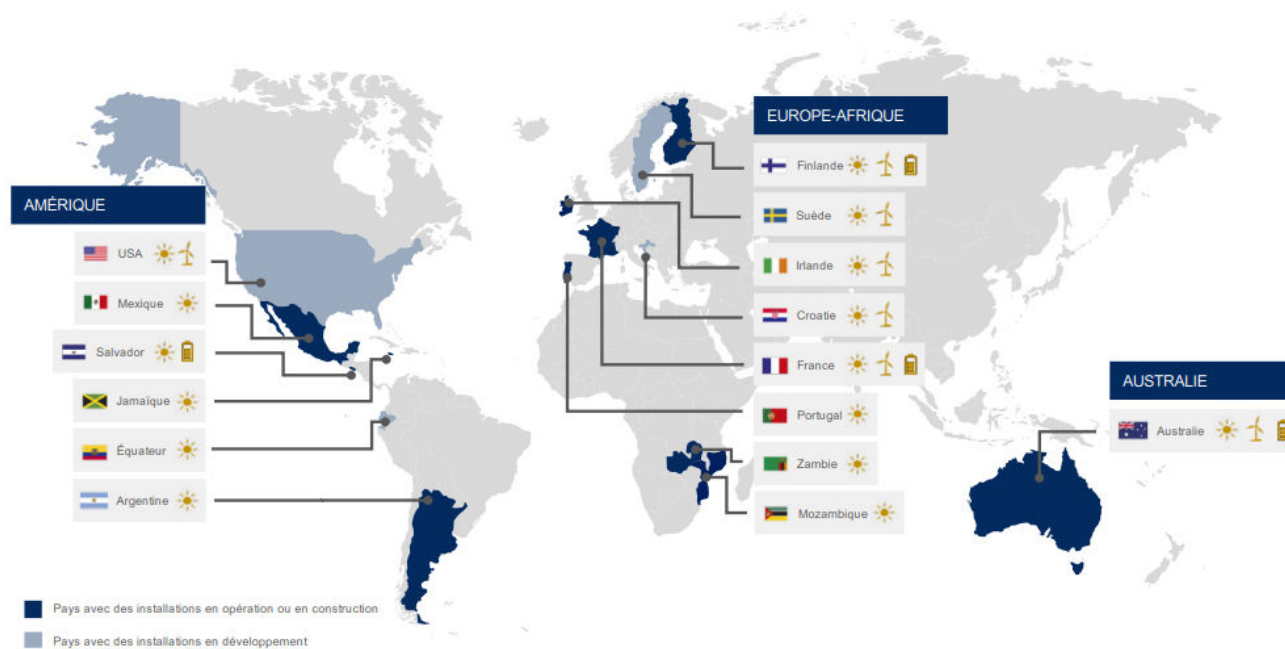
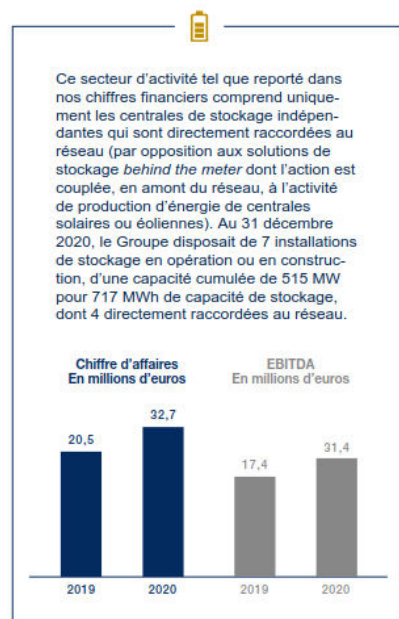
Source : Rapports annuels et communiqués de presse des entreprises concernées.

1.3 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

La section 1.3 intitulée « Description des activités du Groupe » du chapitre 1 du Document d'Enregistrement Universel 2019 est substituée par ce suit :

1.3.1 ACTIVITES ET CHIFFRES CLES

L'activité du Groupe se concentre sur la production d'énergie solaire et éolienne, ainsi que sur le développement de solutions de stockage d'énergie. Au 31 décembre 2020, le Groupe comptait 255 collaborateurs. L'activité se déploie dans 15 pays et sur 4 continents. Les principales zones géographiques sur lesquelles le Groupe opère sont les suivantes : Australie, Europe-Afrique et Amériques.



1.3.2 SECTEURS OPERATIONNELS

1.3.2.1 INFORMATIONS FINANCIERES ET OPERATIONNELLES CLES

Le tableau ci-dessous présente les informations financières et opérationnelles clés pour les segments solaire, éolien et stockage du Groupe par zone géographique au 31 décembre 2020 :

Activité	Zone géographique	Nombre d'installations en opération au 31.12.2020	Capacité des installations en opération (en MW)	Disponibilité moyenne des installations en opération en 2020	Production des installations en opération en 2020 (en GWh)	Nombre d'installations en construction au 31.12.2020	Capacité des Installations en construction (en MW)
	Europe-Afrique	35	590	99,4%	456	14	173
Solaire	Australie	6	458	97,6%	757	1	460
	Amériques	5	667	98,7%	1099	2	208
	Europe-Afrique	31	388	97,1%	932	5	80
Éolien	Australie	3	317	99,3%	1152	1	194
	Amériques	-	-	N/A	N/A	-	-
	Europe-Afrique	2	36	N/A	N/A	-	-
Stockage	Australie	2	156	N/A	N/A	2	320
	Amériques	1	3	N/A	N/A	-	-
	TOTAL	85	2615	98,4%	4396	25	1436

1.3.2.2 PLANIFICATION ET DEVELOPPEMENT DES PROJETS SOLAIRES ET EOLIENS

(i) Identification des opportunités

Dès le début du processus de développement d'un projet, une équipe de prospection est constituée sur le marché cible et prend en charge la recherche de sites. L'équipe est généralement composée de collaborateurs du Groupe. Elle peut, selon le marché visé, inclure des acteurs locaux pouvant tirer parti de leurs connaissances du terrain afin de mieux identifier de nouvelles opportunités (par exemple via des partenariats de co-développement en Irlande ou du travail préliminaire en Finlande) et d'anticiper les complexités locales (telles que les procédures d'obtention de permis et la gestion des parties prenantes). Lorsqu'un site à fort potentiel est identifié, l'équipe de prospection mandate des experts reconnus qui réalisent les études préliminaires, par exemple d'interconnexion, et effectuent les démarches préparatoires en vue de l'obtention des permis et autorisations.

Au fur et à mesure qu'elle progresse et obtient les résultats des études et des enquêtes préliminaires, l'équipe en informe la direction. Ainsi, dès les premières phases de développement, la direction est en mesure d'apprécier si le profil risque-rendement du projet justifie des investissements supplémentaires.

La possibilité d'obtenir des informations détaillées sur les sites des projets auprès des équipes et des partenaires locaux tôt dans le processus confère au Groupe l'avantage de mieux anticiper d'éventuels obstacles et de surmonter les difficultés qui pourraient survenir en lien avec l'exécution et la qualité des projets, plus particulièrement lorsque le délai entre l'annonce de procédures d'appels d'offres et les échéances de soumission est limité. De plus, le Groupe est capable d'effectuer ces démarches préliminaires à un coût initial relativement faible, avec des équipes resserrées et efficaces, minimisant ainsi son exposition financière au risque d'abandon du projet.

Parmi les dépenses relatives à ces investissements initiaux figurent les frais liés aux déplacements, aux ressources humaines, aux études techniques et d'interconnexion préalables, aux études d'impact environnemental, aux permis de construire et autorisations d'exploitation. Ces dépenses de développement sont supportées par le Groupe et activées au moment où un projet rentre dans le portefeuille de développement du Groupe. Elles peuvent être dépréciées ou mises au rebut si un projet est reporté ou abandonné.

Une fois que le Groupe s'est assuré de la possibilité de conclure un contrat de vente d'électricité ou de vendre son électricité sur les marchés, le projet passe en phase d'exécution durant laquelle des ressources plus importantes sont mobilisées, notamment via la modélisation financière et budgétaire du projet.

(ii) Participation aux procédures d'appel d'offres

Les procédures d'appel d'offres auxquelles le Groupe participe sont structurées de façon différente selon les pays ou les types d'énergie concernés. Le Groupe cible généralement des procédures d'appel d'offres à l'issue desquelles il se voit offrir la possibilité de conclure des contrats de vente d'électricité avec de solides contreparties. Ces contrats de vente d'électricité assurent au Groupe une source de revenus relativement stable à long terme et transforment le risque de marché en un risque limité de contrepartie. En outre, ces éléments facilitent l'obtention de financements à des conditions favorables, ce qui permet au Groupe d'améliorer la compétitivité de ses offres.

Les procédures d'appel d'offres auxquelles le Groupe participe sont lancées soit par des entités publiques soit par des acheteurs privés. Les entités publiques comprennent les gouvernements qui organisent ou soutiennent de telles procédures et les entreprises contrôlées par l'État, telles que les distributeurs nationaux ou régionaux d'électricité. Les contrats de vente d'électricité conclus dans ce cadre sont généralement long terme, sur 10, 15, 20 ou 25 ans. Ils sont généralement accordés sur la base de considérations de prix avec un levier faible, voire inexistant, de négociations. Pour les acheteurs privés et les entreprises de distribution (*utilities*), ces contrats de vente d'électricité peuvent avoir une durée plus courte, allant de 10 à 15 ans, mais offrent des leviers de négociation plus importants.

Le Groupe répond de plus en plus fréquemment aux appels d'offres émanant d'acheteurs privés, et considère ceux-ci comme une opportunité prometteuse pour l'avenir. Pour de plus amples détails relativement aux différents types de contrats de vente d'électricité conclus par le Groupe, se reporter à la section 1.3.4.2 « Contrats de vente de l'électricité » du présent Amendement.

(iii) Développement des projets

Les caractéristiques particulières de la phase de développement des projets varient sensiblement d'un projet à un autre selon le type d'énergie produite et le pays ou la région dans lequel le projet doit être développé.

En général, le Groupe structure entièrement ses projets (en s'appuyant sur les phases initiales de développement) aussitôt qu'une procédure d'appel d'offres est remportée. Ce processus de structuration de projet implique plusieurs aspects, notamment :

- l'obtention des permis et la délivrance des autorisations aux niveaux local et étatique (bien que dans certaines juridictions, comme le régime actuellement en vigueur en France, le permis de construire doit être obtenu préalablement à toute candidature à la procédure d'appel d'offres) ;
- la réalisation d'études de connexion pour comprendre les conditions de connexion au réseau, ainsi que les coûts associés ;
- la sélection de prestataires hautement qualifiés pour les services d'ingénierie, les services de conception, fourniture et installation (services EPC) et les services d'opération et maintenance (services O&M) par la négociation de contrats complets ;
- la recherche de financements de projets, très majoritairement long terme et sans recours, et l'organisation du package de sûretés et de garanties ;
- la couverture, en cas de nécessité, de l'exposition du Groupe au risque de taux, sur ses financements, et de change (par exemple, dans certains cas très rares, entre les devises dans lesquelles le Groupe paie ses dépenses de construction et celles utilisées pour le financement du projet) pour la période comprise entre la signature du financement du projet et le closing financier.

Le temps nécessaire à la structuration d'un projet (plus particulièrement entre le premier contact avec le prêteur et le closing financier) dépend du marché dans lequel il a vocation à être construit. Pour un marché mature tel que l'Australie ou l'Europe, les délais sont plus courts que pour les marchés moins matures, tels que certains pays

d'Afrique et d'Amérique latine, en particulier lorsque le financement est assuré ou arrangé par des banques de développement. Le Groupe cherche constamment à réduire le délai de mise sur le marché d'un projet et estime à cet égard que tout le travail de développement fourni en amont est bénéfique par la suite. Par ailleurs, son réseau solide de partenaires et sa capacité à tirer profit de ses expériences passées réussies dans des procédures précédentes sont un facteur d'accélération de la structuration des projets. En outre, pour les pays présentant des marchés *spot* matures ou dans le cadre de contrats de vente d'électricité, lorsque le Groupe peut structurer ses offres afin de bénéficier de revenus *spot* avantageux avant l'entrée en vigueur du contrat de vente d'électricité, un délai réduit de mise sur le marché d'un projet permet d'augmenter les revenus initiaux de ce projet. Le Groupe est ainsi en mesure de créer une valeur significative à partir de ses processus de structuration accélérée.

La gestion de projet est assurée par l'équipe de développement du Groupe qui est gérée par un chef de projet développement, lequel informe régulièrement la direction de l'avancement du processus. Ce chef de projet supervise la structuration du projet et coordonne différentes équipes telles que l'équipe achats, les spécialistes techniques, juridiques et en financement. Il travaille également en étroite collaboration avec des avocats, des ingénieurs, des fiscalistes, des conseillers financiers et autres.

D'un point de vue opérationnel, les équipes de développement de projet assurent la passation aux équipes de construction qui, à leur tour, transmettent le projet aux équipes en charge de l'opération. Sur le plan administratif, l'équipe de financement confie la gestion de la dette à une équipe de contrôle financier, en règle générale une fois le premier tirage de dette effectué.

(iv) Approvisionnement et construction

Dans les pays non-OCDE, la construction commence généralement après le closing financier. Dans les pays OCDE, la construction peut débuter avant le closing financier mais seulement après la sécurisation de l'obtention des permis nécessaires et l'attribution d'une procédure d'appel d'offres. La construction du projet est prise en charge par un chef de projet construction qui prend la relève du chef de projet développement.

Le chef de projet construction est responsable de tous les aspects techniques et de construction du projet, et ce à partir du moment où l'instruction de procéder à la construction (*notice to proceed*) est notifiée au prestataire EPC, jusqu'au transfert de l'actif au gestionnaire d'actif, ainsi que de la gestion des relations avec les parties prenantes du projet.

Dans le cadre de ses missions et selon ses besoins, le chef de projet construction est soutenu par les équipes juridiques, financières et de développement du Groupe.

(v) Farm-Down de projets

Dès la phase de développement ou de construction de ses projets, le Groupe envisage, dès 2021, de procéder de manière régulière mais sélective, et dans un souci d'optimisation de son bilan, de ses capacités financières, et de sa rentabilité, à la cession totale ou majoritaire, de projets de son portefeuille sécurisé (*Farm-Down*), dans la limite d'un volume de projets ne dépassant pas 20 % de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé. Dans le cadre de ces cessions, le Groupe prévoit, dans la mesure du possible, de maintenir une détention minoritaire au sein des projets concernés, d'en assurer la gestion administrative et opérationnelle, et de conserver des droits fonciers afférents, de manière à pouvoir prendre part à la phase de *repowering* ultérieure de ces projets.

(vi) Opération des actifs de production

En ligne avec sa stratégie majoritairement *develop-to-own*, le Groupe accorde une grande importance au bon fonctionnement et à la préservation de ses actifs de production sur le long terme. Le Groupe sous-traite la maintenance de chaque actif dans le cadre de contrats O&M complets et protecteurs à long terme, et négocie les garanties contractuelles du prestataire O&M en ce qui concerne la disponibilité de l'installation et les paiements compensatoires dans l'éventualité où la disponibilité serait inférieure aux minimums spécifiés, ainsi que d'autres garanties de performance. En règle générale, les contrats O&M du Groupe ont une durée minimale de 10 ans et comprennent des options d'extension dans des conditions pré-agrées activables à la main du Groupe. Au titre de ces contrats, les prestataires O&M solaires sont généralement les mêmes que ceux qui se sont occupés de la construction de l'actif ; dans l'éolien, les turbiniers assurent la maintenance de leurs turbines.

Classification des projets

Le Groupe suit l'avancement de ses projets selon une nomenclature définie, à mesure qu'ils évoluent depuis leur planification initiale jusqu'à leur date de début des opérations de commercialisation (*commercial operation date* ou COD). Les différentes étapes des projets, dans toutes les zones géographiques, aussi bien pour le solaire l'éolien et le stockage, sont les suivantes :

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>	Projets pour lesquels les éléments suivants devront être réalisés : - immobilier : signature d'un contrat validant l'utilisation du terrain ; - accès au réseau : raccordement préliminaire au réseau confirmé ; - technique : études de préconceptions achevées.
Projets en phase <i>tender-ready</i>	Projets pour lesquels les éléments suivants devront être réalisés : 1. 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 qui : a) dispose d'un programme de développement des énergies renouvelables par le biais de procédures d'appel d'offres récurrentes, ou b) présente un marché liquide de contrats de vente d'électricité auprès d'entreprises privées. 2. un tarif d'achat obligatoire est disponible et une demande de permis de construire a été soumise. 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 : 3. la dynamique de marché des énergies renouvelables du pays concerné reste inchangée ; et 4. les exigences pour l'obtention d'un contrat de vente d'électricité demeurent les mêmes. Les projets en phase <i>advanced development</i> et les projets en phase <i>tender-ready</i> forment l' <i>advanced pipeline</i> . Les projets en phase <i>advanced development</i> qui remportent des procédures d'appel d'offres sont considérés comme des projets en phase <i>awarded</i> et ce, sans avoir été préalablement classifiés en tant que projets en phase <i>tender-ready</i> .
Projets en phase <i>awarded</i>	A : 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 B : le projet a remporté une procédure d'appel d'offres ou a signé un contrat long-terme de vente d'électricité. 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 EPC, ainsi que les négociations relatives au financement du projet, sont généralement avancées à ce stade.

Projets en phase "en construction"	Pour ces projets, l'instruction de procéder à la construction (<i>notice to proceed</i>) a été notifiée au prestataire EPC. L'actif restera dans cette catégorie jusqu'à son passage en opération conformément aux exigences précisées ci-dessous.
Projets en phase "en opération"	<p>L'ensemble des équipements d'une centrale photovoltaïque ou éolienne ou d'une installation de stockage est installé et mis en service, ainsi que son raccordement et l'installation est autorisée à opérer à pleine puissance. Les tests de performance et/ou la production de la documentation prévue au contrat EPC peuvent être encore en cours jusqu'à la date de réception provisoire.</p> <p>Les projets en phase <i>awarded</i>, les projets en construction et les projets en opération forment le <i>secured portfolio</i>.</p>

Enfin il est possible pour un projet de passer directement de *tender-ready* à « en construction » dans le cas où l'électricité est vendue sur le marché de gros.

1.3.2.3 STOCKAGE D'ENERGIE

Le stockage d'énergie occupe une place importante au sein du Groupe pour accompagner l'essor de ses activités solaire et éolienne. Il s'agit à la fois d'un complément aux installations photovoltaïques et éoliennes existantes permettant de faciliter leur intégration dans les réseaux électriques, ainsi qu'un moyen de fournir des services à part entière, source de revenus indépendants.

Le Groupe estime qu'à l'avenir, le stockage d'énergie se développera pour devenir un élément essentiel des réseaux électriques, complémentaire aux installations de production d'énergies renouvelables. 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 Amendement, le Groupe opère trois installations indépendantes de stockage d'énergie (directement raccordées au réseau) : Hornsdale Power Reserve en Australie, Azur Stockage en France et Yllikkälä Power Reserve, mise en service cette année, qui est la première batterie indépendante et de grande capacité à être raccordée au réseau finlandais. À cela s'ajoute une solution de stockage couplée à l'installation solaire hors-réseau de DeGrussa, en Australie et celle de Capella au Salvador.

Par ailleurs, le parc éolien de Bulgana en Australie, en cours de construction, intégrera une installation de stockage d'énergie. Enfin, le Groupe a lancé, toujours en Australie, la construction de la « Victoria Big Battery », d'une capacité de 300 MW / 450 MWh, l'une des plus grandes batteries au monde. Grâce à une réserve d'énergie pouvant être mobilisée de manière très rapide, elle renforcera la capacité d'interconnexion entre les Etats de Victoria et de Nouvelles Galles du Sud, augmentant ainsi la sécurité d'approvisionnement électrique lors des pics de consommation dus aux fortes chaleurs estivales.

(i) Régulation de la fréquence

Les réseaux d'électricité transportent l'énergie des producteurs aux consommateurs finaux par l'intermédiaire d'un courant alternatif oscillant à une fréquence spécifique (par exemple, 50 Hz en Europe). Les écarts entre la production et la consommation d'électricité font varier cette fréquence (en Hz) du réseau électrique :

- à la baisse (inférieur à 50 Hz) lorsque la consommation est plus importante que la production ;
- à la hausse (supérieur à 50 Hz) lorsque la production est plus importante que la consommation.

Des variations de fréquence brusques et incontrôlées sont susceptibles de perturber le bon fonctionnement du réseau, de créer des pannes massives (*black-out*), des coupures de courant ou d'endommager les équipements raccordés au réseau.

Tous les réseaux électriques dans le monde ont besoin, en permanence, d'une forme de régulation de leur fréquence, pour éviter des variations incontrôlées et assurer leur stabilité. Cela concerne donc tous les pays dans lesquels le Groupe est présent.

Les batteries raccordées directement aux réseaux et équipées de logiciels adéquats permettent de fournir ce service de régulation de fréquence à la hausse ou à la baisse. Les batteries peuvent absorber l'électricité excédentaire lorsque la fréquence est trop élevée ou injecter de l'électricité lorsque la fréquence est trop basse. Ce service, désigné en Australie sous la terminologie de *frequency control ancillary services (FCAS)* se décline sous deux formes :

- réserve primaire (*FCAS Regulation*). Le gestionnaire du réseau indique en permanence (par exemple, toutes les quatre secondes) aux fournisseurs de réserve (*FCAS providers*), les augmentations ou diminutions requises dans la production d'électricité afin d'atteindre ou de maintenir une fréquence adéquate ;
- réserve de sécurité (*FCAS Contingency*). En cas de variation soudaine et significative de la fréquence, le fournisseur de réserve (*FCAS provider*) réagit automatiquement au changement de fréquence en injectant de l'électricité dans le réseau ou en absorbant l'électricité afin de corriger le déséquilibre. Le service de *FCAS Contingency*, est une forme particulière de réserve primaire, c'est-à-dire que la batterie adapte sa production directement en fonction de la fréquence du réseau qu'elle repère et non sur l'ordre d'un signal extérieur. Le gestionnaire du réseau Australien envisage désormais de mettre en place un marché de la réserve primaire comme il en existe dans d'autres pays, notamment en Europe.

Les batteries étant très réactives (production modulable en quelques millisecondes), elles sont particulièrement performantes pour réaliser de façon automatique ce service de régulation de fréquence et souvent plus compétitives que les centrales thermiques qui étaient historiquement les principaux fournisseurs de ce service.

À titre d'exemple, Hornsdale Power Reserve en Australie assure cette régulation sur le réseau d'Australie Méridionale en contrepartie d'une rémunération proportionnelle à la capacité mise à disposition. Le service rendu par la centrale d'Azur Stockage en France ou par celle d'Yliskälä Power Reserve en Finlande est similaire.

À fin 2020, la grande majorité des revenus du segment stockage provenait des services de régulation de fréquence. Le Groupe estime que le service de régulation de fréquence par des batteries peut constituer une source régulière de revenus à l'avenir.

(ii) Inertie

L'inertie est un service de stabilisation qui s'oppose aux mouvements brusques pouvant intervenir sur un réseau électrique. La sécurité des réseaux électriques requiert un niveau d'inertie minimum en permanence. Cette inertie est historiquement fournie par les machines tournantes des générateurs d'électricité thermique, hydraulique ou nucléaire et ne peut pas être fournie par les centrales renouvelables.

Au fur et à mesure que ces générateurs sont remplacés par des centrales renouvelables, les gestionnaires de réseau doivent trouver de nouvelles sources d'inertie. La très grande réactivité des batteries leur permet de fournir l'équivalent d'une inertie synthétique aux réseaux.

Suite à l'extension de capacité de la batterie d'Hornsdale Power Reserve en 2020, le Groupe expérimentera pour la première fois la fourniture d'un service d'inertie en Australie. Cela permettra de valider un nouveau débouché aux installations de stockage et en même temps accompagnera la poursuite du développement des énergies renouvelables.

(iii) Réserve de capacité

Un autre service que peuvent fournir les batteries est la réserve de capacité, qui consiste à être capable de ponctuellement fournir une puissance (en MW) au réseau électrique aux heures les plus critiques de l'année. Ce mécanisme est généralement organisé par le gestionnaire de réseau, qui s'assure ainsi d'avoir suffisamment de puissance en réserve en cas d'aléa majeur sur le réseau électrique, comme l'arrêt impromptu d'une centrale de production ou la rupture d'un ligne électrique à haute tension, ou de pointe extrême de consommation et qui n'appellera cette capacité que lorsqu'il en aura besoin.

Le mode de rémunération de cette capacité dépend de chaque gestionnaire de réseau, mais prend généralement la forme d'un paiement (annuel ou mensuel) proportionnel aux MW ainsi réservés par le gestionnaire de réseau. Les appels d'offres de capacités varient d'un pays à l'autre. Par exemple, en France les appels d'offres sont initiés sur une base pluriannuelle.

(iv) Déplacement d'énergie (Load shifting) ou arbitrage

Le stockage d'énergie permet également de réaliser une fonction de déplacement d'énergie (*load shifting*), afin de répartir plus uniformément la production d'électricité par les installations photovoltaïques et éoliennes et d'avoir une meilleure adéquation entre les périodes de forte production renouvelable et les périodes de forte consommation en électricité.

Notamment la pointe de consommation d'électricité journalière se situe généralement en soirée, après la tombée de la nuit, période où les centrales photovoltaïques ne produisent pas. L'électricité doit dans ce cas être fournie par des moyens de production de pointe, dont la mobilisation est coûteuse.

Les batteries peuvent remplacer cette production de pointe en stockant automatiquement l'excès d'électricité au cours de la journée, par exemple lorsque la production photovoltaïque est abondante et en se déchargeant ensuite lorsque la demande est la plus forte. Ainsi, la batterie se charge en périodes de prix bas (surabondance d'énergie sur le marché) et se décharge en périodes de prix élevés (manque d'énergie sur le marché) ; une source de revenus complémentaire pour les batteries grâce à cette activité d'arbitrage.

Cette opération peut être répétée régulièrement, dès que les prix atteignent une volatilité suffisante. Dans le cas du projet Hornsdale Power Reserve, l'installation se positionne en temps réel, en fonction des conditions de marché, sur les sources de revenus qui sont les plus rémunératrices entre arbitrage et régulation de fréquence.

Cette activité d'arbitrage est amenée à se développer fortement dans les prochaines années, au fur et à mesure que les énergies renouvelables vont se développer. Pour ces raisons, le Groupe estime que la technique du *load shifting* présente un potentiel de croissance important pour le secteur du stockage d'énergie.

(v) Politique de développement des installations de stockage d'énergie

Il existe des synergies importantes entre les projets de stockage d'énergie et les activités solaires et éoliennes du Groupe : notamment s'agissant des activités de développement communes (gestionnaires de réseau, administrations).

Même si le développement des solutions de stockage d'énergie du Groupe est plus récent que ses activités initiales en photovoltaïque et éolien, le Groupe consacre d'importantes ressources en faveur du déploiement de cette technologie. Le Groupe a acquis une expertise particulière grâce à une équipe de spécialistes et de responsables de développement collaborant avec les chefs de projet de stockage d'énergie. Cette équipe a noué des liens avec des fournisseurs et des intégrateurs, sans notion d'exclusivité cependant, conservant une indépendance opérationnelle et industrielle. Par ailleurs, le Groupe et ses partenaires s'approvisionnent chez des fournisseurs de batterie de premier rang, qui apportent une garantie durable sur les performances des batteries dont, par exemple, la capacité de stockage minimale de l'installation.

Avec l'évolution du marché du stockage d'énergie, le Groupe estime que la réussite de son business model en matière de développement et d'opération d'installations photovoltaïques et éoliennes peut être transposé dans le cadre d'appels d'offres pour des installations de stockage d'énergie. Le Groupe développe donc un portefeuille de projets de stockage dans plusieurs de ses implantations géographiques.

1.3.3 MARCHES GEOGRAPHIQUES

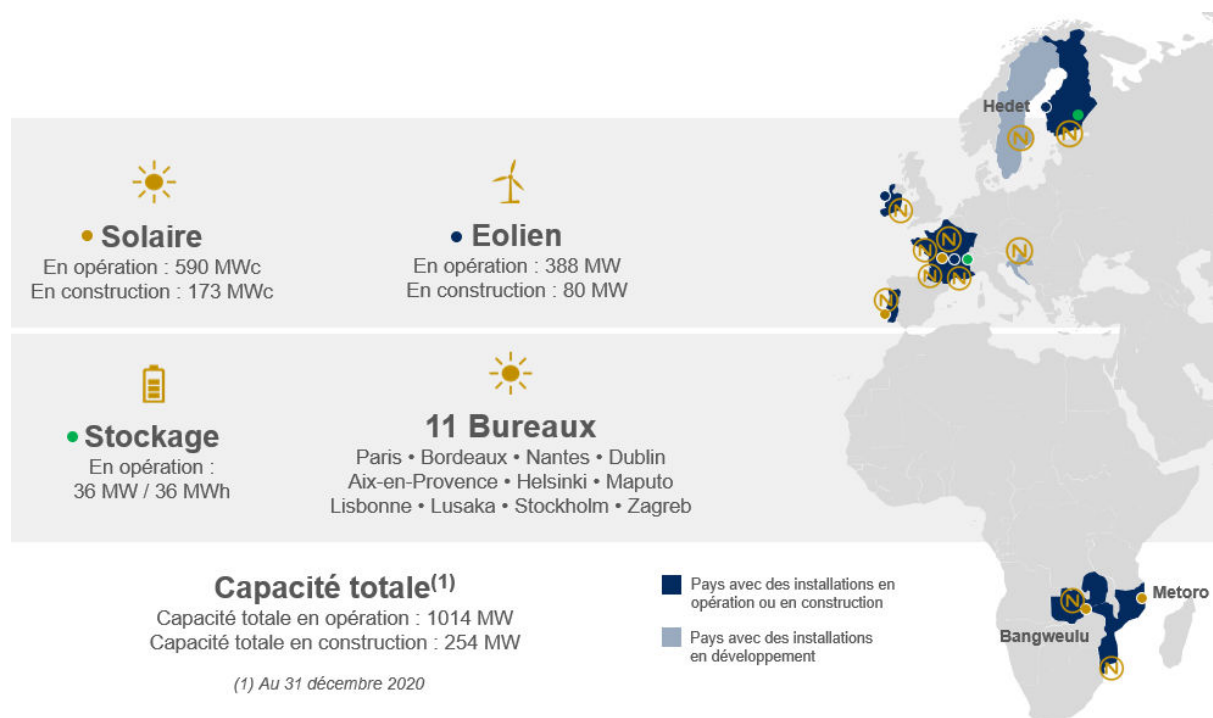
À la date du présent Amendement, le Groupe est présent dans 15 pays à travers le monde : Argentine, Australie, Croatie, Équateur, États-Unis, Finlande, France, Irlande, Jamaïque, Mexique, Mozambique, Portugal, Salvador, Suède et Zambie. Le Groupe a diversifié ses implantations dans le monde au fil du temps en respectant une politique de répartition de sa présence internationale à hauteur de 80 % au moins de sa capacité en opération dans des pays membres de l'OCDE ou équivalent. L'objectif du Groupe est de continuer à se développer de manière sélective tout en maintenant cet équilibre d'exposition.

Au 31 décembre 2020, les projets initiés en Croatie, en Équateur, aux États-Unis et en Suède étant toujours en phase de développement, le Groupe ne commercialise pas encore d'électricité sur ces marchés.

Les 11 marchés nationaux au sein desquels le Groupe possède des actifs en opération ou en construction en date du présent Amendement sont présentés ci-après par zone géographique.

À noter que les éléments ci-après présentant les différents marchés de Neoen sont susceptibles de varier, à la baisse comme à la hausse, suite à l'impact du COVID-19, notamment en ce qui concerne les trajectoires des pays et leurs politiques en matière d'énergies renouvelables.

1.3.3.1 EUROPE-AFRIQUE



A. Principaux marchés nationaux

1. FRANCE

Neoen a été créé en France en 2008, et est aujourd'hui le premier producteur français indépendant d'énergies renouvelables. Au 31 décembre 2020, le portefeuille du Groupe en France était composé de :

- 27 projets éoliens pour 334 MW en opération ou en construction ;
- 44 projets solaires pour 644 MWc en opération ou en construction ;
- 1 projet de stockage pour 6 MW / 6 MWh en opération ;
- 4 bureaux, situés à Aix-en-Provence, Bordeaux, Nantes et Paris et un total de 136 collaborateurs.

Contexte réglementaire

La France a adopté une série d'instruments juridiques pour encourager l'essor des énergies renouvelables dans son mix énergétique. Des mécanismes de soutien ont vu le jour dès 2003, avec le lancement des premiers *feed-in tariffs*.

En 2015, la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte a introduit un mécanisme de compensation en appui des appels d'offres, mécanisme dit « de complément de rémunération », se substituant au système de *feed-in tariff* jusqu'alors en application. L'électricité est vendue soit directement à EDF OA qui assure la gestion des contrats d'achat d'énergie, dans le cadre réglementaire de l'obligation d'achat, soit à des agrégateurs. Dans cette situation, le Groupe conclut un contrat de vente d'électricité prévoyant un mécanisme de contrat pour différence (*contract for difference*) par lequel le Groupe vend l'électricité sur le marché par l'intermédiaire de l'agrégateur et reçoit (ou paie selon le cas) un complément de rémunération de la part d'EDF OA couvrant la différence entre le prix du marché (marché *spot*) et le tarif de référence prévu dans le contrat d'achat.

Le 21 avril 2020, la programmation pluriannuelle de l'énergie a été adoptée. Cette programmation définit les orientations énergétiques de la France pour la période 2019 - 2028. Elle vise plusieurs objectifs principaux dont :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % en 2028 par rapport à 1990 ;
- réduire la consommation finale d'énergie de 16,5 % en 2028 par rapport à 2012 et en particulier la consommation d'énergies fossiles de 35 % ;
- porter la part des énergies renouvelables à 33 % de la consommation d'énergie d'ici 2028 et doubler les capacités de production d'électricité renouvelable en 2028 par rapport à 2017 ;
- réduire à 50 % la part du nucléaire dans le mix énergétique français d'ici à 2035.

Les objectifs suivants ont été fixés pour les filières d'énergies renouvelables électriques afin de porter la capacité installée de 48,6 GW fin 2017 à 73,5 GW en 2023 et entre 101 à 113 GW en 2028 :

Puissance installée au 31.12 (en GW)	2023	2028	
		Option basse	Option haute
Hydroélectricité (dont énergie marémotrice)	25,7	26,4	26,7
Éolien terrestre	24,1	33,2	34,7
Photovoltaïque	20,1	35,1	44,0
Éolien en mer	2,4	5,2	6,2
Biomasse solide	0,8	0,8	0,8
Méthanisation	0,3	0,3	0,4
Géothermie	0,024	0,024	0,024
TOTAL	73,5	101	113

Source : Synthèse de la programmation pluriannuelle de l'énergie (Ministère de la transition énergétique)

Pour contribuer à l'atteinte de ces objectifs, le calendrier indicatif de lancement des procédures de mise en concurrence pour les énergies renouvelables électriques jusqu'en 2024 est le suivant :

- pour l'éolien terrestre : deux appels d'offre par an à hauteur de 925 MW par période, à compter du deuxième semestre 2020 (hors renouvellement) ;
- pour le photovoltaïque au sol : deux appels d'offre par an à hauteur de 1 GW par période, à compter du deuxième semestre 2019 (hormis en 2020 avec trois appels d'offres au lieu de deux prévus initialement dans le contexte de COVID-19 portant toutefois sur la même capacité, soit 2 GW au total sur l'année) ;
- pour le photovoltaïque sur bâtiment : trois appels d'offres par an à hauteur de 300 MW par période ;
- pour l'hydroélectricité sous autorisation : 1 appel d'offres de 35 MW par an.

Capacités de production électrique

À fin 2020, la capacité en opération en France était de 134,3 GW, comprenant notamment des capacités nucléaires (62,3 GW), hydrauliques (25,4 GW), éoliennes (16,7 GW), de gaz naturel (12,2 GW), solaires (9,6 GW) et biomasse (2,1 GW).

La demande d'électricité en France s'élevait en 2020 à 473 TWh.

Capacité installée par technologie (en MW)

Nucléaire	62 250
Hydraulique	25 483
Éolien	16 727
Gaz	12 196
Solaire	9 613
Fioul	2 892
Charbon	2 978
Bioénergies	2 119
TOTAL	134 258

Source : RTE Bilan électrique 2020 (Données 2020).

2. PORTUGAL

Neoen a été créé au Portugal en 2010, et intervient principalement sur des projets photovoltaïques. Au 31 décembre 2020, le portefeuille du Groupe au Portugal était composé de :

- 3 projets solaires pour 24 MWc en opération ;
- 1 projet solaire pour 65 MWc en développement ;
- 1 projet solaire pour 180 MWc en développement, dont Neoen est actionnaire minoritaire à hauteur de 49 % ;
- 1 bureau, situé à Lisbonne et un total de 6 collaborateurs.

Contexte réglementaire

En décembre 2019, le ministère de l'environnement a présenté son objectif de développement de capacité renouvelable en 2030 (*Plano Nacional Integrado de Energia e Clima - PNEC 2030*). À l'issue de ce programme, l'ambition du Portugal est la neutralité carbone en 2050.

Le gouvernement portugais maintient l'objectif d'atteindre 9 GW de capacité solaire en 2030 (*Plano Nacional Integrado de Energia e Clima – PNEC 2030*), dans le cadre de l'ambition de neutralité carbone en 2050.

À cette fin, le gouvernement portugais a lancé un premier appel d'offres pour une capacité de 1,35 GW en juin 2019 et procédé à l'attribution en septembre 2019. Neoen a obtenu, via cet appel d'offres, un projet solaire d'une capacité totale de 65 MWc.

En 2020, il a maintenu le compromis et lancé un appel d'offres de 700 MW de capacité renouvelable avec une possibilité de stockage en mai 2020, et l'attribution a été effectuée en août 2020. La capacité finale attribuée est d'une capacité de 660 MW totalement « merchant » (avec paiement de capacité au système électrique), seulement 10 MW étant attribués selon le programme CfD. L'appel d'offres de 2020 s'est également traduit par un minimum de 97 MW de nouvelle capacité de stockage associée au solaire. Le second appel d'offres n'a pas été lancé en 2020 en raison de la crise de la COVID-19 et toutes les contraintes causées à l'activité et aux services normaux. Le ministère de l'environnement a déjà annoncé son intention de continuer à promouvoir une nouvelle capacité renouvelable via des appels d'offres publics et envisage l'inclusion du solaire flottant dans les deux appels d'offres prévus en 2021.

Parallèlement, le gouvernement portugais a lancé une vaste stratégie d'hydrogène dans l'objectif d'atteindre 2 GW en électrolyseurs en 2030, afin de soutenir davantage les objectifs de décarbonisation et de relance économique après la crise de la COVID.

L'élimination de la production de charbon doit être intégralement anticipée en 2021, stimulée par les engagements de décarbonisation en vertu de l'Accord de Paris et la décision d'anticiper la fermeture pour des raisons économiques.

Les tarifs réglementés ont été supprimés et les secteurs de l'électricité et du gaz naturel sont intégralement libéralisés pour promouvoir la concurrence dans la distribution et construire un marché de l'énergie intérieur concurrentiel. La directive UE concernant le marché intérieur de l'énergie et les règles communes est en cours de transposition au Portugal et sa mise en œuvre est prévue en 2021.

Capacités de production électrique

À fin 2020, la production d'électricité était de 52,9 TWh et se décomposait comme suit :

- production avec sources renouvelables (incluant les capacités hydrauliques) : 30,8 TWh ;
- production avec sources fossiles (et importations) : 22,1 TWh.

Capacité installée par technologie (en MW)	
Hydraulique	7 129
Eolien	5 456
Solaire	1 030
Bioénergies	891
TOTAL	14 506

Source : DGEG - Estatísticas rápidas Dez 2020 (Données 2020).

3. FINLANDE

Neoen a été créé en Finlande en mai 2018 suite à l'acquisition des projets éoliens de Hedet et Björkliden. Au 31 décembre 2020, le portefeuille du Groupe en Finlande était composé de :

- 1 projet éolien pour 81 MW en opération ;
- 1 projet de stockage pour 30 MW / 30 MWh en opération ;
- 1 bureau, situé à Helsinki et un total de 4 collaborateurs.

Contexte réglementaire

Le marché de l'électricité finlandais est ouvert à la concurrence depuis l'entrée en vigueur du *Finnish Electricity Market Act* en 1995.

La Finlande a fixé des objectifs ambitieux de pénétration des énergies renouvelables dans son mix énergétique :

- 50 % de la consommation globale d'énergie à partir d'énergies renouvelables d'ici à 2030 ;
- 5 TWh de production d'électricité d'origine éolienne en 2020 et 8 TWh d'ici à 2030 ;
- Neutralité carbone de la Finlande en 2035.

Dès 2011, la Finlande a créé un schéma *feed-in tariff* de support au développement des énergies renouvelables :

Tarif *premium* : Les producteurs d'électricité renouvelable de technologies éolienne, biomasse et biogaz perçoivent un bonus variable égal à la différence entre le prix *spot* et un tarif plafond fixé à 83,5 €/MWh. Ce bonus est versé aux développeurs de projets pour une durée de 12 ans.

La capacité limite du *feed-in tariff* ayant été atteinte en 2016, un nouveau programme de support a été élaboré. Le parlement finlandais a approuvé en mai 2018 la mise en place d'un système d'appels d'offres d'une capacité totale de 1,4 TWh pour les technologies éolienne, solaire, biomasse et biogaz. Dans le cadre de cet appel d'offres, 7 projets se sont vu attribuer une capacité de 1,36 TWh.

Le gouvernement finlandais a annoncé l'interdiction de produire de l'énergie à base de charbon en 2029. Il prépare également des mesures incitatives pour soutenir les entreprises démantelant leurs installations de production d'énergie charbon avant 2025.

Capacités de production électrique

À fin 2019, la consommation en électricité de la Finlande s'élevait à 86 TWh tandis que sa production était de 67 TWh. La Finlande est importatrice nette d'électricité. La Finlande procède actuellement à la diversification de ses sources d'importation (principalement Suède et Russie).

Capacité installée par technologie (en MW)	
Bioénergies	3 687
Hydraulique	3 148
Nucléaire	2 785
Charbon	2 278
Eolien	2 013
Gaz	1 912
Fioul	1 434
Solaire	3
TOTAL	17 280

Source : European Network of Transmission System Operators for Electricity (Données 2019).

En 2018, la production hydraulique équivalait à 19 % de la production totale d'électricité finlandaise, tandis que le nucléaire totalisait 32 % de la production.

La capacité nucléaire totale projetée à l'horizon 2030 est de 4,4 GW en tenant compte de la mise en service de la centrale Olkiluoto 3 en 2021. Il est prévu que les capacités de production d'électricité à base de charbon soient démantelées d'ici à 2030 pour assurer le respect de l'engagement finlandais à l'Accord de Paris.

B. Autres marchés nationaux

(i) Irlande

En 2019, 36 % de la production électrique de la République d'Irlande provient de sources renouvelables. Parmi ces énergies renouvelables, 31 % sont de source éolienne, de sorte que l'Irlande possède le second niveau le plus élevé de production d'énergie éolienne en Europe (derrière le Danemark) et le niveau le plus élevé de production d'énergie éolienne terrestre.

Cependant, les émissions de CO₂ de la République d'Irlande restent 13 % au-dessus de la moyenne de l'UE étant donné sa dépendance au charbon et à la tourbe : globalement, ses besoins énergétiques restent dépendants à 86 % des combustibles fossiles.

Dans ce contexte, l'objectif de la République d'Irlande est de réduire ses émissions de 30 % entre 2021 et 2030 alors même que ses besoins en énergie seront susceptibles de croître sous l'impulsion d'une économie en expansion et du développement de nouveaux centres de données.

Cet objectif et les moyens d'y parvenir sont décrits dans le Plan d'action pour le climat de la République d'Irlande, lequel a été publié en juin 2019. Selon ce plan, la part des énergies renouvelables dans la production électrique totale du pays devrait passer de 37 % en 2020 à 70 % en 2030 grâce à l'ajout de 4,2 GW d'énergie éolienne terrestre, 3,5 GW d'énergie éolienne marine et environ 1,5 GW d'énergie solaire.

Le *Renewable Electricity Support Scheme* (RESS) est le principal levier politique de cette augmentation de projets renouvelables, offrant des prix garantis à long terme pour des projets éoliens et solaires dans le cadre d'enchères annuelles. La première procédure RESS a livré ses résultats le 10 Septembre 2020. Sur un total de 2 550 GWh proposés (108 projets), 2 230GWh ont été couronnés de succès (82 projets) et pourront bénéficier d'un tarif d'achat d'électricité garanti par le gouvernement Irlandais pendant plus de 15 ans. Cela correspond à une capacité de 796 MW de projets solaires et 479 MW de projets éoliens. Le tarif moyen de la catégorie « solaire » est de 73 €/MWh, tandis que le tarif moyen de la catégorie « tous projets », comprenant des projets éoliens et solaires, est de 74 €/MWh. Des appels d'offres réguliers sont prévus par le gouvernement Irlandais d'ici à 2025.

Le plan national de taxe carbone représente un autre élément tangible contribuant à éliminer la production fossile : la taxe devrait être relevée progressivement au cours des prochaines années pour passer de 20 €/tonne à 80 €/tonne d'ici 2030.

Alors que le taux de pénétration maximum des énergies renouvelables intermittentes en République d'Irlande devrait atteindre 90 % d'ici 2030, le gestionnaire de transport Eirgrid a développé un programme pluriannuel dénommé DS3 (pour *Delivering a Secure and Sustainable Electricity System*) visant à permettre d'accroître la part de production intermittente au bénéfice du réseau tout en maintenant la qualité d'ensemble de l'approvisionnement en électricité au plan national, en partie grâce à une stratégie d'aide au déploiement massif de batteries de stockage. Un appel d'offre conduit en 2019 a permis à 3 projets de stockage par batteries (110 MW) de remporter des contrats de 6 ans avec tarifs garantis pour fourniture de services au réseau.

(ii) Mozambique

Pour élargir l'accès de sa population à l'électricité, le président mozambicain a lancé le programme *Energia para todos* en 2018. Celui-ci ambitionne d'étendre l'accès au réseau à 58 % de sa population en 2023, 85 % en 2028 et 100 % d'ici à 2030. À cet effet, le gouvernement entend installer 5 780 MW de capacité de production électrique à horizon 2033, moyennant un investissement de 34 milliards de dollars dont 18 milliards de financement de projets énergétiques.

S'agissant plus spécifiquement des énergies renouvelables connectées au réseau électrique (*on-grid*), deux programmes d'appels d'offres sont prévus pour contribuer au respect de l'échéancier mozambicain.

D'une part, l'Agence française de développement finance le déploiement d'un mécanisme d'appel d'offres structuré pour le développement de 3 centrales solaires et 1 ferme éolienne de production d'énergie (« PROLER »). Ce programme, promu par le MIREME (Ministère des Ressources Minières et de l'Énergie) et implémenté par l'entreprise publique d'électricité EDM (*Electricidad de Moçambique*) et l'ARENE (autorité de régulation de l'énergie), avec le soutien de consultants internationaux et nationaux, vise à développer :

- une installation solaire d'une capacité totale de 40 MWc pour laquelle la phase d'expression d'intérêt (« Eol ») a été lancée en octobre 2020 ;
- trois installations additionnelles de production d'électricité d'origine renouvelable d'une capacité de 30 à 50 MW chacune, à horizon 2021/2022.

D'autre part, des travaux préliminaires entamés dès 2015 en prévision du lancement du programme GET FiT Mozambique planifient le développement d'installations de production d'énergie d'origine renouvelable pour une capacité totale comprise entre 130 MW et 180 MW. Bien qu'il n'y ait pas d'échéances arrêtées à ce jour, ce processus se décomposera en trois phases :

- phase 1 : développement de 60 MWc de centrales solaires avec stockage ;
- phase 2 : développement de 40 MW à 60 MW de petites installations hydrauliques ;

- phase 3 : développement de 30 MWc à 60 MWc de centrales solaires, accompagnée d'installations de stockage.

La première phase prévoit un début des activités du programme pour 2021.

En parallèle de ces appels d'offres, *Electricidad de Moçambique* promeut le développement des renouvelables par l'attribution de contrats signés de gré à gré avec des développeurs de projets renouvelables. À date, deux projets en gré à gré ont atteint le bouclage financier pour une capacité totale de 81 MWc, dont 41 MWc ont été attribués à Neoen. Trois autres projets de centrales solaires, pour une capacité cumulée de 80 MWp, ont signé des contrats de gré-à-gré en septembre 2020.

De nombreux programmes de développement d'installations d'énergies renouvelables *off-grid* (petites centrales solaires et *mini-grid* par exemple) sont par ailleurs soutenus au Mozambique par différentes institutions financières d'aide au développement (DFIs) pour permettre l'accès à l'électricité à des zones éloignées des réseaux électriques.

Un projet de révision de la Loi de l'électricité (*Lei de electricidad, Lei n°21/97, de 1 de Outubro*) est à l'étude et a fait l'objet de consultations publiques en 2018. Cette révision vise notamment à promouvoir une plus grande participation du secteur privé dans la génération et le transport d'énergie, redéfinir les rôles de différentes entités publiques (EDM, régulateur ARENE, FUNAE), redéfinir les processus d'attribution de licences et concessions et améliorer la coordination institutionnelle. Les élections nationales de 2019 ont reporté son processus de validation par le gouvernement. Le calendrier de travail n'est pas encore connu.

À terme, le Mozambique ambitionne d'être un exportateur net d'électricité.

(iii) **Zambie**

La *Rural Electrification Authority* (REA) a été créée en 2003 pour fournir des infrastructures d'accès à l'électricité dans les zones rurales et faire progresser le taux d'accès dans ces zones. L'objectif est de porter à 51 % le taux d'électrification de la population à horizon 2030 contre 3 % en 2017.

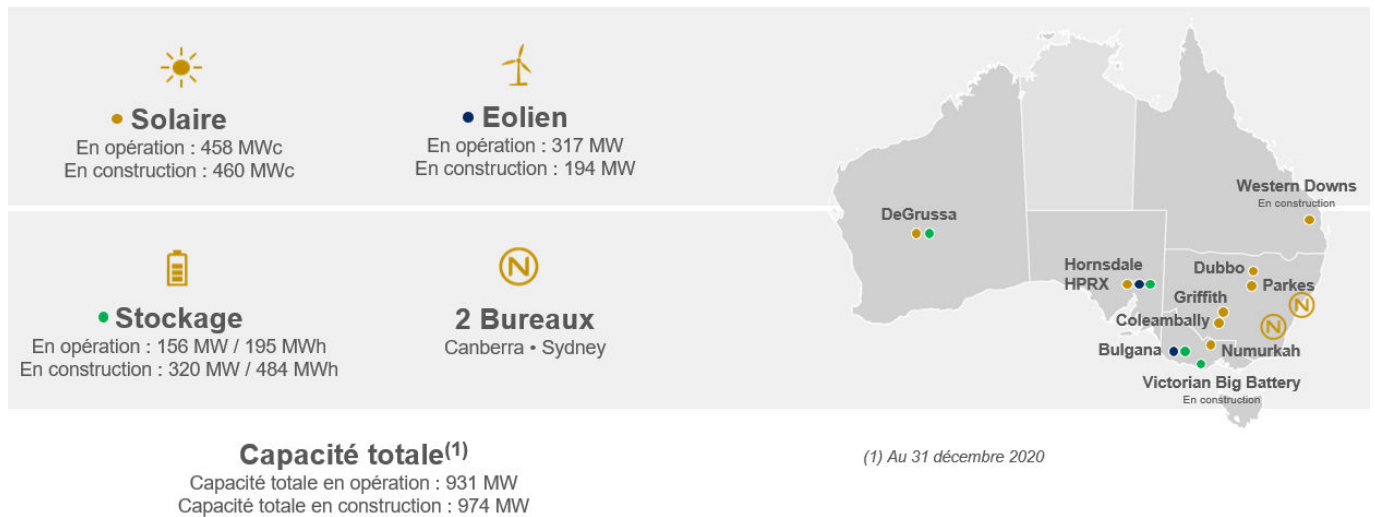
L'électricité en Zambie est à ce jour majoritairement produite à partir de capacités hydrauliques. Le gouvernement zambien se dit par ailleurs favorable à l'installation de nouvelles capacités d'énergies renouvelables comme en atteste l'instruction donnée en 2016 par le président Lungu de développer au moins 600 MWc de capacité solaire.

À ce jour, la pénétration des énergies renouvelables, hors technologie hydraulique, est donc soutenue par le programme *GetFit Zambia* lancé en 2015 ainsi que par le programme *IFC Scaling Solar* de la Banque Mondiale :

- l'*IFC Scaling solar* est un processus d'appel d'offres concurrentiel comprenant un financement préétabli ainsi que des produits d'assurance et de risque. Dans ce cadre, le Groupe a remporté en 2016 une capacité de 54 MWc sur les 100 MW proposés lors du premier volet du programme. En mai 2017, l'*Industrial Development Corporation*, avec le soutien de l'IFC a décidé de lancer un second appel d'offres pour une capacité de 200 à 300 MWc de projets solaires. Douze participants, dont le Groupe, ont été pré-qualifiés pour l'appel d'offres en juin 2017 – la continuité de ce programme d'appel d'offre et son calendrier ne sont à ce jour pas connus ;
- le programme *GetFit Zambia* en 2015 visait à soutenir le déploiement de 200 MW d'énergies renouvelables avant 2020, par le biais d'une série de projets d'une taille unitaire maximale de 20 MW. La première étape de ce programme a été lancée début 2018 : le 5 avril 2019, 6 projets solaires ont été lauréats de ce premier appel d'offres, pour une capacité totale de 120 MWc. Par ailleurs, en février 2020, le gouvernement zambien a approuvé les nouvelles lois régissant le secteur de l'énergie du pays. Renforçant d'une part le rôle du régulateur, ce nouveau cadre réglementaire favorise d'autre part l'essor du secteur privé grâce à une ouverture du marché de l'énergie. Zesco, la société publique en charge de la production, transmission et de la distribution de l'électricité, doit dorénavant donner un accès au réseau aux producteurs privés qui auront l'opportunité de mettre en place des accords directs avec les grands consommateurs nationaux.

Ces nouvelles lois permettent également l'avènement de nouveaux acteurs tels qu'*Africa Greenco*, un agrégateur d'électricité, qui pourra faire le lien entre les producteurs et les consommateurs via l'actuel marché de l'électricité d'Afrique australe.

1.3.3.2 AUSTRALIE



4. AUSTRALIE

Neoen a été créé en Australie en 2012 et se positionne aujourd'hui comme le premier producteur indépendant d'énergies renouvelables du pays. Il y exerce ses trois activités : solaire, éolien et stockage. Au 31 décembre 2020, le portefeuille du Groupe en Australie était composé de :

- 4 projets éoliens pour 511 MW en opération ou en construction ;
- 7 projets solaires pour 918 MWc en opération ou en construction ;
- 4 projets de stockage pour 476 MW / 679 MWh en opération ou en construction ;
- 2 bureaux, situés à Sydney et Canberra et un total de 55 collaborateurs.

L'installation de stockage d'énergie de Hornsdale Power Reserve est gérée par un centre de contrôle des opérations situé à Canberra qui permet au Groupe d'intervenir en tant qu'opérateur de marché sur le marché électrique australien via la vente de services réseaux et d'opérations d'arbitrage.

Contexte réglementaire

Au terme de l'Accord de Paris, l'Australie s'est engagée à réduire ses émissions de CO2 de 26 à 28 % d'ici à 2030 par rapport à leur niveau de 2005. Le Gouvernement australien s'est par ailleurs engagé à ce que 49 % de sa production d'électricité provienne, d'ici à 2030, de sources renouvelables, et 78 % pour 2050 (incluant l'hydraulique).

Pour ce faire, le programme *Renewable Energy Target* (RET), voté à l'assemblée, prévoit la production de 33 TWh supplémentaires d'électricité verte. Le programme RET a mis en place un système d'incitations financières, notamment pour les installations renouvelables de grande taille pour lesquelles elle accorde des certificats verts (*large-scale generation certificates, LGCs*) en fonction de la quantité d'électricité produite, et ce jusqu'en 2030.

En parallèle, le vieillissement du parc de centrales à charbon (dont certaines ont près de 50 ans d'opération) va entraîner leur démantèlement progressif. À horizon 2030, près de 7 GW de centrales à charbon devraient être démantelées puis près de 20 GW supplémentaires après 2033. Il est prévu que près de la totalité du parc de centrales à charbon soit démantelée d'ici 2050.

Enfin, au-delà des objectifs nationaux, les États australiens ont la possibilité de poursuivre leurs propres objectifs et de structurer leur propre programme en faveur de la réduction des émissions carbone et/ou du développement des énergies renouvelables sur leurs territoires. L'État de Canberra a ainsi atteint son objectif de mix énergétique composé à 100 % d'énergies renouvelables en 2020, l'État de Victoria vise un objectif de 40 % à horizon 2025, le

Queensland de 50 % en 2030 (contre 17 % aujourd'hui), l'État d'Australie méridionale de 100 % d'ici 2030 et enfin la Nouvelle-Galles du Sud de 46 % pour 2030.

En vue d'atteindre ces objectifs, les États ont initié le lancement de leurs propres appels d'offres, avec notamment, en 2020 :

- État du Queensland : la finalisation de l'appel d'offre *Renewables 400* pour une capacité de 400 MW, et la conclusion de plusieurs appels d'offre par CleanCo, entreprise d'État missionnée pour gérer et coordonner l'expansion de l'approvisionnement en énergies renouvelables ;
- État de South Australia : la finalisation de l'appel d'offres pour fournir en énergies renouvelables les entités gouvernementales de l'État (500 GWh/an) ;
- État de la Nouvelle-Galles du Sud : la poursuite de l'appel d'offres (non restreint aux seules énergies renouvelables) pour couvrir les besoins des entités gouvernementales (1,8 TWh/an) ;
- État de Canberra : la conclusion de l'appel d'offre lié à l'installation de 250 MW de capacité renouvelable additionnelle, ainsi que 20 MW / 40 MWh de capacité de stockage.

Certains grands groupes australiens et multinationales, à l'image de BHP (groupe minier), Telstra (télécommunications), Coles (grande distribution) ou encore Woolworths (grande distribution), ont également lancé des appels d'offres en vue de couvrir leur consommation énergétique par le biais d'accords bilatéraux d'acquisition d'énergie auprès de générateurs d'énergies renouvelables.

Capacités de production électrique

En 2019, la consommation d'électricité sur le principal réseau australien, le *National Electricity Market* (NEM), était de 182 TWh et devrait croître modérément d'ici 2030 avec un taux de croissance annuel moyen de 0,1 % avant de reprendre une croissance plus soutenue à 0,6 % annuel jusqu'à 2040.

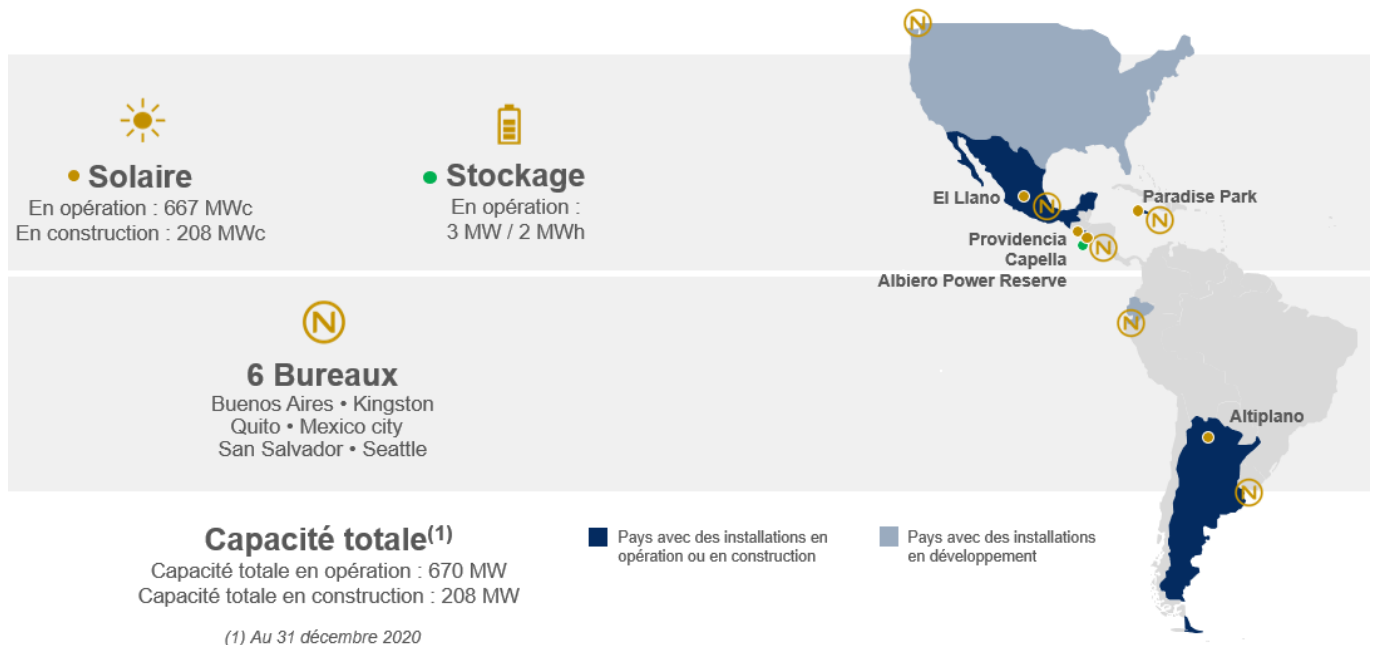
Au 14 novembre 2019, la capacité électrique installée sur le NEM, était d'environ 53,6 GW, comprenant des capacités de charbon (23,1 GW), de gaz naturel (12,3 GW), hydrauliques (8,0 GW), éoliennes (6,1 GW), solaires (3,1 GWc) et biomasse (0,6 GW).

Capacité installée par technologie (en MW)	
Charbon	23 121
Gaz	12 274
Hydraulique	7 981
Éolien	6 141
Solaire	3 087
Autres	1 024
TOTAL	53 628

Source : AEMO (Données 2019).

À horizon 2030, les unités éoliennes et solaires devraient respectivement représenter 16,9 GW et 8,5 GWc de capacités installées, soit un accroissement de 10,7 GW et 5,4 GWc sur la période avec un taux de croissance annuel moyen de 5,8 % et 5,7 % respectivement (Source : *Baringa 2020*).

1.3.3.3 AMERIQUES



A. Principaux marchés nationaux

5. SALVADOR

Neoen a été créé au Salvador en 2014 pour développer des installations photovoltaïques et des solutions de stockage. Au 31 décembre 2020, le portefeuille du Groupe au Salvador était composé de :

- 3 projets solaires pour 241 MWc en opération ;
- 1 projet de stockage pour 3 MW / 2 MWh en opération ;
- 1 bureau, situé à San Salvador et un total de 8 collaborateurs.

Contexte réglementaire

Le marché de l'électricité du pays est pleinement libéralisé et était composé de 21 entreprises de production en novembre 2020. Les seuls producteurs publics sont *Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa* (CEL), LaGeo, et ses filiales, qui gèrent l'intégralité de la capacité hydroélectrique, de la capacité géothermique et une partie de la capacité thermique liée au réseau de El Salvador et représentent 34 % de la capacité opérationnelle du pays.

El Salvador s'est fixé l'objectif d'atteindre 100% de la capacité de production renouvelable installée, mais n'a pas encore conçu de plan détaillé pour y parvenir.

Le Président Nayib Bukele (du parti de centre droit GANA et officieusement membre du nouveau parti *Nuevas Ideas*) a souligné les intentions suivantes dans son plan national :

- réaffirmation de l'objectif national d'un mix énergétique renouvelable de 100 % (sans délai précis) ;
- promotion de l'énergie géothermique, photovoltaïque (ou solaire) et hydro-énergétique ;

Le Conseil National de l'Énergie (CNE) a annoncé qu'il publierait bientôt une Politique énergétique nationale mise à jour pour l'horizon 2020-2050. Le plan envisagera les mises à jour au plan 2010-2024 et renforcera son soutien de l'énergie renouvelable. Ce plan doit poursuivre la modernisation de la réglementation afin de faciliter la montée en puissance de l'énergie renouvelable et du stockage, et renforcera la législation existante promulguée en 2007 pour fournir des incitations fiscales aux projets d'énergie renouvelable et en 2013 pour réglementer les contrats d'énergie à long terme soutenus par l'énergie renouvelable.

Capacités de production électrique

Au 30 juin 2020, la capacité totale installée au Salvador était de 2 012 MW, répartie en 757 MW de capacité thermique, 553 MW de capacité hydraulique, 294 MW de capacité biomasse, 204 MW de capacité géothermique et 204 MWc d'énergie solaire.

Capacité installée par technologie (en MW)	
Thermique	757
Hydraulique	553
Bioénergies	294
Géothermie	204
Solaire	204
TOTAL	2 012

Source : Gobierno de El Salvador – Boletín de estadísticas eléctricas (Données 2020).

Selon le Consejo Nacional de Energía (CNE), la demande d'électricité devrait croître à un rythme moyen de 2,2 % par an, pour atteindre 7 964 GWh (+ 23 %) en 2030.

6. ARGENTINE

Neoen a été créé en Argentine en 2017. Au 31 décembre 2020, le portefeuille du Groupe en Argentine était composé de :

- 2 projets solaires pour 208 MW en construction ;
- 1 bureau, situé à Buenos Aires et un total de 7 collaborateurs.

Contexte réglementaire

Le gouvernement argentin entend augmenter la capacité installée de production d'électricité de 14 GW d'ici à 2025 par rapport à son niveau de 2017 (36 GW). La capacité actuelle installée s'élève à 39,7 GW.

Afin d'atteindre cet objectif, le gouvernement a mis en place plusieurs mesures, notamment :

- le lancement d'appels d'offres portant sur des capacités de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ;
- le lancement d'appels d'offres portant sur des capacités de production d'électricité hydrauliques et thermiques ;
- le lancement d'appel d'offres portant sur la construction de nouvelles capacités de transmission (lignes électriques) ;
- des mesures d'incitation fiscale ;
- une exemption des droits de douane pour les modules solaires.

En mai 2016, le gouvernement a ainsi lancé un programme d'appels d'offres « RenovAr » dédié au développement d'installations d'énergies renouvelables. Pour deux premiers tours du programme RenovAr, une capacité totale de 2 424 MW et de 2 043 MW respectivement a été allouée.

Au troisième tour du programme dit « MiniRen » – nommé ainsi en raison des capacités réduites qu'il permet de proposer – près de 260 MW de capacité a été adjudiquée en août 2019.

Enfin, le parlement argentin a voté en 2017 la résolution 281/2017 régulant le marché des énergies renouvelables (dit marché « MATER »). Cette loi contraint les grands consommateurs d'électricité à acheter, via des contrats

bilatéraux avec des développeurs ou bien auprès de CAMMESA, un pourcentage d'électricité d'origine renouvelable équivalent aux objectifs nationaux de pénétration du renouvelable. Ces objectifs nationaux sont les suivants :

- 12 % de production d'électricité à partir d'électricité renouvelable pour 2019 ;
- 14 % de production d'électricité à partir d'électricité renouvelable pour 2020 ;
- 16 % de production d'électricité à partir d'électricité renouvelable pour 2021.

Alberto Fernandez, élu président de l'Argentine lors des élections de 2019, n'a pas bouleversé les lignes directrices de la politique énergétique ni modifié le cadre réglementaire.

En août 2020, le Secrétariat de l'Énergie est passé sous la direction du Ministère de l'Économie, témoignant de la volonté du gouvernement de faire du secteur énergétique un apporteur de devises étrangères.

Enfin, Alberto Fernandez s'est publiquement prononcé en faveur du développement des énergies renouvelables dans le pays, sans pour autant que son gouvernement n'ait élaboré de nouveaux plans spécifiques.

Capacités de production électrique

À fin 2019, la capacité installée totale électrique (39,7 GW) est composée de capacités thermiques (62 %), hydrauliques (27 %), nucléaires (4 %) et des sources renouvelables non hydrauliques (7 %).

Dans sa feuille de route énergétique à horizon 2025, le gouvernement argentin a pour objectif d'augmenter la capacité installée totale de 14 GW par rapport à 2017 (36 GW). Cet accroissement doit se décomposer de la façon suivante : + 10 GW d'énergies renouvelables non hydrauliques, + 2,5 GW de capacité thermique, + 1,5 GW de capacité hydraulique et + 0,6 GW de capacité nucléaire.

Capacité installée par technologie (en MW)	
Thermique	24 545
Hydraulique	10 812
Renouvelable	2 591
Nucléaire	1 755
TOTAL	39 703

Source : CAMMESA (Données 2019).

7. MEXIQUE

Neoen a été créé au Mexique en 2013. Au 31 décembre 2020, le portefeuille du Groupe au Mexique était composé de :

- 1 projet solaire pour 375 MWc en opération ;
- 1 bureau, situé à Mexico City et un total de 16 collaborateurs.

Contexte réglementaire

Au Mexique, la demande en électricité connaît une augmentation rapide et constante (2,8 % par an depuis 2004) en lien avec la croissance économique du pays. Le marché de l'électricité mexicain se caractérise principalement par une dépendance durable à l'égard des centrales électriques conventionnelles (charbon, combustibles fossiles) et hydroélectriques, avec une transition importante vers le gaz naturel au cours de la dernière décennie et une forte augmentation des énergies renouvelables au cours des cinq dernières années.

En 2013, la réforme du secteur de l'énergie a permis :

- la libéralisation de la production d'électricité et des activités de vente au détail ;

- la création d'un opérateur système indépendant (ISO), le Centre National de Contrôle de l'Énergie (CENACE) ;
- la segmentation de l'entreprise publique *Comisión Federal de Electricidad* (CFE) en plusieurs entités indépendantes ;
- la structuration d'une place de marché de l'électricité basée sur les coûts et répartie en périodes (marché journalier et marché en temps réel) ;
- la mise en place de sous-marchés pour le commerce de produits liés à l'électricité tels que la capacité, les certificats d'énergie propre (*Certificados de Energía Limpia*) et les services auxiliaires.

Cette réforme a également abouti à l'établissement de nouveaux objectifs concernant le développement des énergies renouvelables. En effet, celles-ci devraient représenter 30 % du mix énergétique mexicain en 2021 et 35 % en 2024. Par ailleurs, 50 % de la production d'électricité devrait être réalisée à partir de sources renouvelables d'ici 2050. Pour soutenir ces ambitions, la réforme de 2013 a également permis :

- la mise en place d'une réglementation autorisant les producteurs à conclure des contrats bilatéraux à long terme avec des fournisseurs qualifiés ;
- la création de certificats d'énergie propre (CEL), dont l'objectif est d'augmenter la demande en électricité produite à l'aide de technologies propres ;
- l'organisation d'une série d'appels d'offres publics conduisant à la signature de contrats d'achat d'électricité à prix fixe et à long terme.

Malgré cela, la politique énergétique conduite depuis 2018 par le président entrant Andrés Manuel López Obrador (AMLO) appelle à renforcer les compagnies nationales de pétrole et d'électricité, respectivement PEMEX et CFE, quitte à complexifier la conduite de nouveaux projets d'énergie renouvelable et donc à affecter la capacité du Mexique à atteindre ses objectifs fixés dans le cadre de la loi mexicaine et des Accords de Paris.

Bien que l'incertitude demeure, le gouvernement a déclaré publiquement qu'il souhaitait en priorité éviter toute hausse des tarifs réglementés de l'énergie, maintenir la part de marché de la CFE au-dessus de 54 % de la production d'électricité, réduire les importations de gaz naturel et de produits raffinés en provenance des États-Unis, stimuler la production pétrolière de la compagnie nationale et les capacités de raffinage du Mexique, et réexaminer les contrats énergétiques qui ne sont pas considérés comme bénéfiques pour l'État.

Même si certaines d'entre elles ont été suspendues par la justice mexicaine et demeurent sans effet jusqu'à présent, le gouvernement mexicain a déjà pris différentes mesures illustrant ses priorités :

- Janvier 2019 : annulation du 4^{ème} appel d'offres public relatif aux énergies renouvelables – effectif ;
- Janvier 2019 : annulation des ventes aux enchères de lignes de transmission – effectif ;
- Octobre 2019 : modification des règles d'attribution des CEL pour inclure les anciennes centrales « propres » (hydrauliques et nucléaires) détenues par la CFE – suspendu en justice ;
- Avril 2020 : résolution du CENACE sur la sécurité du réseau dans le contexte du Covid-19 impliquant la suspension des test pré-opérationnels de toutes les centrales éoliennes et solaires mexicaines – suspendu en justice ;
- Mai 2020 : instauration d'une politique de fiabilité par le ministère de l'énergie mexicain (*Secretaría de Energía de México* - SENER) – suspendu en justice ;
- Juillet 2020 : publication par le SENER de la planification du secteur de l'énergie 2020-2024 – suspendu en justice ;
- Janvier 2021 : annonce d'une réforme administrative visant à intégrer plusieurs organisations autonomes de réglementation et de transparence (parmi lesquelles la CRE) dans les ministères et départements fédéraux.

L'investissement privé dans le secteur de l'énergie mexicain pourrait néanmoins bénéficier d'évolutions positives. En effet, le SENER a étudié une liste de projets d'infrastructure à destination du secteur privé, dont 157 correspondent à des projets de production d'électricité. Par ailleurs, le gouvernement mexicain a présenté, en octobre 2020, un plan d'investissements privés de près de 14 milliards de dollars américains dans les infrastructures.

Capacités de production électrique

Au Mexique, l'électricité est largement produite à partir d'énergie fossile (notamment le gaz naturel importé des USA).

Fin octobre 2020, la capacité totale de production du Mexique était d'environ 86 GW pour une demande de 360 TWh. Le Mexique est lié aux États-Unis (905 MW d'exportations et 1 800 MW d'importations), Guatemala (240 MW d'importations et d'exportations) et Belize (100 MW d'exportations).

Les capacités de production d'énergies renouvelables ont augmenté de + 3,1 GW depuis 2019.

Capacité installée par technologie (en MW)

Gaz	37 539
Pétrole	12 774
Hydraulique	12 612
Éolien	6 977
Solaire	5 795
Charbon	5 463
Autres	1 906
Nucléaire	1 608
Géothermie	951
Bioénergie	408
TOTAL	86 033

Source : Prodesen 2021 (Données 2020).

B. Autres marchés nationaux

(iv) Jamaïque

La Loi sur l'Électricité de 2015 a soutenu la politique énergétique jamaïcaine en réformant la réglementation pour privatiser et moderniser le marché national de l'électricité. En vertu de cette loi, la *Generation Procurement Entity* (GPE) a été créée pour être responsable du remplacement des anciennes capacités existantes par de nouvelles capacités de production. La GPE, logée au sein du ministère en charge de l'énergie, fonctionne en partenariat avec le régulateur *Office of Utilities Regulation* (OUR), qui portait précédemment ce mandat, et la *Jamaican Public Service* (JPS), société privée assurant le service public de génération, de transport et de distribution d'électricité. En octobre 2018, le premier ministre Andrew Holness a réhaussé l'objectif historique de 20 % de capacités renouvelables à horizon 2020, et a fixé pour cible que le mix énergétique jamaïcain comprenne 30 % d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables d'ici à 2030 et 50 % d'énergies renouvelables tout secteur confondu (incluant le transport) d'ici à 2030.

Pour atteindre ces objectifs, deux appels d'offres successifs ont eu lieu en 2012 et 2015 pour une capacité totale de 152 MW. La publication du nouvel *Integrated Resource Plan* est attendue, à la suite duquel de nouveaux appels d'offres devraient être lancés.

Le gouvernement a développé un corpus de politiques incitatives en faveur des énergies renouvelables. À ce titre, les développeurs de projets d'énergies renouvelables peuvent bénéficier d'exemptions fiscales sur certaines importations d'équipements de production d'énergies renouvelables ainsi que de TVA.

En septembre 2019, le *Jamaica Energy Counsel* a été ré-établi avec pour objectif d'aborder les sujets de « politique énergétique, efficacité et conservation de l'énergie, communication au public, électricité, développement des ressources énergétiques, (incluant toutes les sources d'énergie notamment renouvelable) ».

Certains obstacles entravant la pénétration croissante des énergies renouvelables dans le mix énergétique font actuellement l'objet de mesures correctives. L'entrée en service au second semestre 2019 d'une capacité de stockage d'environ 25 MW (batterie lithium-ion et volant d'inertie) est venue par exemple mitiger les problèmes d'instabilité du réseau constatés par la *Jamaican Public Service*.

1.3.4 CLIENTS, FOURNISSEURS ET CONTRATS DU GROUPE

1.3.4.1 CLIENTS DU GROUPE

L'électricité produite par Neoen est vendue à 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 2020 :

Catégorie d'acheteur	Capacité (en MW)	Capacité (en %)
Distributeurs d'électricité (<i>utilities</i>)	2 855	55 %
Gouvernements et acteurs étatiques	1 419	28 %
Acheteurs privés	375	7 %
Marché	509	10 %
TOTAL	5 158	100 %

Au 31 décembre 2020, plus de 80% de la capacité sécurisée du Groupe (en MW) ayant fait l'objet d'une contractualisation était attribuée à des acheteurs bénéficiant d'une notation *investment grade* à cette date.

Le tableau ci-après présente les clients principaux du Groupe pour la capacité en opération au 31 décembre 2020 :

Acheteurs	Pays	Capacité (en MW)	Capacité (en %)
EDF OA	France	765	29 %
Territoire de la Capitale Australienne (ACT)	Australie	317	12 %
Comisión Federal de Electricidad (CFE)	Mexico	239	9 %
AES Group	Salvador	150	6 %
Autres (dont marchés)	-	1 144	44 %
TOTAL		2 615	100 %

Au 31 décembre 2020, les trois premiers acheteurs du Groupe, qui représentaient ensemble 50 % de la capacité en opération, bénéficiaient tous d'une notation *investment grade* à cette date.

(i) Gouvernements et acteurs étatiques

Au 31 décembre 2020, environ 80 % de la capacité sécurisée du Groupe (en MW) était vendue dans le cadre de contrats résultant d'appels d'offres publics (et dispositif à guichet ouvert ou tarifs réglementaires).

De nombreux pays dans le monde tendent à limiter leur empreinte carbone et à réduire leur consommation d'énergie. À ce titre, les gouvernements ont joué un rôle de premier plan pour favoriser les investissements dans les énergies renouvelables. En effet, les gouvernements et acteurs étatiques bénéficient d'une compréhension plus sophistiquée des technologies et des exigences en matière d'énergies renouvelables et disposent de l'autorité pour adopter des mesures en faveur du développement d'infrastructures de grande envergure. Historiquement et encore aujourd'hui, les entités publiques disposent de ressources et présentent des garanties de solvabilité dont ne peuvent bénéficier les acheteurs privés, ce que recherche le Groupe pour ses contreparties.

Ainsi, et même si les énergies renouvelables ne sont désormais plus subventionnées sur de nombreux marchés du fait de leur compétitivité, les gouvernements et acteurs étatiques demeurent des acteurs clés et des clients privilégiés en matière d'énergies renouvelables, notamment grâce à leur capacité à s'engager à long terme.

(ii) Distributeurs d'électricité (*utilities*)

Selon le marché, les distributeurs d'électricité peuvent être des entités publiques ou privées.

En France, l'électricité est vendue soit directement à EDF OA qui assure la gestion des contrats d'achat d'énergie, dans le cadre réglementaire de l'obligation d'achat, soit à des agrégateurs. Dans cette situation, le Groupe conclut un contrat de vente d'électricité prévoyant un mécanisme de contrat pour différence (*contract for difference*) par lequel le Groupe vend l'électricité sur le marché par l'intermédiaire de l'agrégateur et reçoit (ou paie selon le cas) un complément de rémunération de la part d'EDF OA couvrant la différence entre le prix du marché (marché *spot*) et le tarif de référence prévu dans le contrat d'achat.

En Australie, le Groupe vend directement l'électricité sur le marché et conclut un contrat pour différence avec les contreparties étatiques, ou avec des distributeurs d'électricité privés du secteur, tels que Simply Energy ou Energy Australia.

(iii) Acheteurs privés

Au fur et à mesure de la diminution du coût et de la prise de conscience par les entreprises des avantages des énergies renouvelables, le Groupe estime qu'un marché de vente d'énergies renouvelables a vocation à se développer auprès d'acheteurs privés. L'utilisation des énergies renouvelables permet à ces entreprises de réduire leurs coûts ainsi que le coût du risque de variation du prix de l'électricité, en plus des retombées en termes d'image. Même si la proportion d'acheteurs privés est limitée par rapport aux contreparties étatiques, le Groupe estime que cette proportion a vocation à s'accroître au fur et à mesure du développement du marché. À ce titre, le Groupe s'estime bien placé pour entrer en relation avec ces nouveaux clients du fait de son très bon positionnement sur les marchés sur lesquels il opère en tant que producteur indépendant d'énergies renouvelables, de son modèle *develop-to-own* qui assure aux acheteurs privés potentiels d'avoir un seul et même interlocuteur sur toute la durée de vie de leur contrat d'achat de l'électricité produite et de son expérience déjà substantielle auprès de grands acheteurs privés reconnus tels Google en Finlande. En décembre 2020, le Groupe a également signé en Finlande, un contrat de vente de 126 MW d'énergie éolienne avec un consortium formé par Heineken, Philips, Signify et Nouryon.

(iv) Vente sur le marché de l'électricité (marché *spot*) et contrats à court terme

Sur certains marchés libéralisés (Australie, Finlande, Mexique, Salvador), le Groupe complète les revenus qu'il tire de ses contrats de vente d'électricité, qui constituent l'essentiel de ses revenus, par des ventes d'électricité (i) sur les marchés *spot*, en particulier sur les marchés où l'électricité d'origine renouvelable est en deçà de la parité réseau et peut être vendue avec un bénéfice significatif ou (ii) au titre de contrats de vente d'électricité à court terme qui peuvent être conclus avant et dont les prix fixes excèdent généralement ceux prévus par les contrats de vente d'électricité à long terme. Le Groupe vend de l'électricité sur le marché *spot* ou au titre de contrats court terme pour les raisons suivantes :

Revenus générés avant la date de début des opérations de commercialisation. Le Groupe génère un chiffre d'affaires au titre de la production initiale d'électricité de certaines de ses installations avant qu'elles ne soient pleinement opérationnelles. C'est notamment le cas pour les parcs éoliens du Groupe, où les éoliennes sont progressivement raccordées et où une ou plusieurs éoliennes peuvent commencer à produire de l'électricité avant que l'intégralité du parc éolien n'atteigne sa date de début des opérations de commercialisation (*commercial operation date* ou *COD*). Au cours de cette période, le Groupe peut vendre sur le marché *spot* l'électricité produite par les éoliennes déjà mises en service, en attendant le raccordement des autres installations. Toutefois, les délais de construction relativement courts des installations du Groupe ont tendance à limiter le montant de ces revenus.

Par ailleurs, pour des raisons stratégiques et de calendrier, il arrive que le Groupe démarre ses contrats de vente d'électricité après la date théorique de mise en service. Cela lui permet à la fois de se donner de la marge en cas de retard dans les délais de construction, tout en tirant parti de la prévisibilité relative des prix du marché *spot* pendant une période déterminée avant la prise d'effet du contrat de vente d'électricité, lorsque le prix de marché dépasse le prix des contrats de vente d'électricité.

Complément aux revenus tirés des contrats de vente d'électricité. Le Groupe construit ses centrales avec une capacité optimale adaptée au terrain, qui dépasse parfois les capacités contractuelles vendues par des contrats de gré à gré. Le Groupe complète donc ses revenus contractuels par la vente des capacités supplémentaires sur le marché.

Par ailleurs, sur certains marchés, le Groupe tire des revenus complémentaires de la vente de certificats verts (LGCs en Australie, CELs au Mexique), qui peuvent être couplés ou distincts de la vente d'électricité. Ainsi une contrepartie peut souhaiter n'acheter que les certificats verts, auquel cas l'énergie sera vendue sur le marché, ou à l'inverse souhaiter n'acheter que l'électricité, auquel cas les certificats peuvent être vendus séparément.

Mobilisation d'une capacité de stockage excédentaire. Sur certains marchés dont la structure le permet, le Groupe fournit des services liés aux installations de stockage, sources de revenus indépendants, décrits à la section 1.3.2.3 « stockage d'énergie » du présent Amendement.

1.3.4.2 CONTRATS DE VENTE DE L'ELECTRICITE

Le Groupe vend l'électricité produite par ses installations soit (i) dans le cadre de contrats de vente d'électricité principalement conclus avec des contreparties étatiques ou des distributeurs d'électricité (*utilities*), ainsi qu'auprès d'un nombre limité d'acheteurs privés, soit (ii) sur le marché *spot* aux prix de marché ou dans le cadre de contrats à court terme, soit (iii) dans le cas de certificats verts, à terme ou au *spot* dans le cadre d'accords bilatéraux. Les principales caractéristiques de ces contrats sont résumées ci-dessous.

Contrats pour différence ou à guichet ouvert

La majeure partie des ventes d'électricité du Groupe est réalisée au titre de contrats de vente d'électricité remportés post-procédure d'appels d'offres, proposant un tarif d'achat obligatoire sur des durées pouvant aller de 15 ans (éolien français historique) à 20 voire 25 ans. Toutefois, les énergies renouvelables étant devenues de plus en plus compétitives, un nombre croissant d'appels d'offres visés actuellement par le Groupe propose la conclusion de contrats pour différence. Le premier projet du Groupe bénéficiant d'un contrat pour différence est entré en opération à la fin du premier semestre 2018.

Dans une configuration de contrat pour différence, le Groupe conclut un contrat de vente d'électricité à long terme (généralement d'une durée de 20 ans) à prix fixe (le « tarif de référence ») avec une contrepartie importante et pérenne, comme EDF OA en France. Contrairement aux contrats avec tarif d'achat obligatoire, le Groupe vend l'électricité qu'il produit sur le marché *spot* au lieu de la vendre directement à la contrepartie. La vente de l'électricité sur le marché se fait par l'intermédiaire d'un agrégateur, qui s'engage à revendre l'électricité produite par les centrales du Groupe sur le marché en échange d'une rémunération par MWh pour ses services et en compensation des éventuels risques de marché qu'il supporte. En contrepartie, l'agrégateur paie au Groupe l'électricité qu'il a vendue. La contrepartie au contrat pour différence paie au Groupe la différence entre le tarif de référence et un prix de marché de référence, exprimé en €/MWh sur un mois donné, connu sous le nom de prix « M_0 ».

Si ce prix M_0 dépasse le tarif de référence, le Groupe est alors tenu de payer à la contrepartie la différence.

Cette structure contractuelle crée donc deux composantes distinctes de rémunération pour le Groupe :

- les revenus provenant des ventes d'électricité sur le marché (par l'intermédiaire d'un agrégateur) au prix de marché ; et
- les revenus provenant des compléments de rémunération payés par la contrepartie correspondant à la différence entre le tarif de référence et le prix de marché de référence (prix M_0).

Les contrats pour différence fournissent au Groupe des revenus long terme et prévisibles, en garantissant effectivement un prix pour l'électricité produite par les actifs qu'il opère, tout en introduisant une exposition du Groupe au fonctionnement du marché.

En plus des contrats de vente d'électricité remportés dans le cadre de procédures d'appels d'offres, le Groupe conclut également des contrats pour différence par le biais de dispositifs à guichet ouvert pour les projets éoliens, en particulier en France. Le dispositif à guichet ouvert oblige l'État à verser un complément de rémunération aux producteurs dont les projets répondent à des critères prédéfinis en termes de coûts, de volumes et d'autres spécifications techniques. Toutefois, le complément de rémunération à guichet ouvert en France n'est actuellement disponible que pour des projets de petite capacité.

Contrats de vente d'électricité négociés de gré à gré

Le Groupe conclut également des contrats de vente d'électricité privés avec certains acheteurs sophistiqués, tels que des entreprises énergétiques spécialisées ou des entreprises privées ayant des besoins énergétiques spécifiques. Ces contrats portent généralement sur une capacité fixée, à des prix contractuellement définis, l'électricité produite étant livrée directement ou indirectement à la contrepartie. Les quantités d'électricité livrées dans le cadre de ces contrats de vente d'électricité sont généralement inférieures à celles livrées dans le cadre de procédures d'appel d'offres publics que le Groupe cible habituellement. Ces contrats de vente d'électricité représentent actuellement un pourcentage relativement faible du portefeuille du Groupe en opération ou en construction. Toutefois, le Groupe a pour but d'atteindre un pourcentage accru de contrats de vente d'électricité privés dans les années à venir afin d'augmenter ses revenus, de réduire sa dépendance à l'égard des contrats de vente d'électricité conclus avec des contreparties publiques et d'obtenir une plus grande flexibilité dans l'établissement des structures de prix et des conditions comparé aux appels d'offres publics.

Tarifs d'achat obligatoire

Certains contrats de vente d'électricité conclus par le Groupe dans le cadre d'appels d'offres passés ou à guichet ouvert reposent sur un mécanisme de tarif d'obligation d'achat (à la date du présent Amendement, pour le Groupe, exclusivement en France). Dans les contrats avec tarifs d'obligation d'achat, le Groupe livre de l'électricité directement à un acheteur et reçoit un prix de référence, fixé à l'avance dans le cadre de l'appel d'offres ou par voie réglementaire dans le cadre du dispositif à guichet ouvert, pour toute l'électricité produite par la centrale correspondante et ce, quel que soit le prix du marché. Les contrats avec tarifs d'achat obligatoire ont été utilisés pour encourager les investissements dans les énergies renouvelables alors qu'il était encore relativement coûteux de produire de l'énergie solaire et éolienne.

1.3.4.3 CONTRATS ET FOURNISSEURS SIGNIFICATIFS

Les contrats les plus importants conclus par le Groupe sont les contrats pour différences (*contracts for difference*), les contrats de vente d'électricité décrits ci-dessus, les contrats de conception, fourniture et installation (contrats EPC) ainsi que les contrats d'opération et de maintenance (contrats O&M) et les contrats de financement des installations, conclus avec plusieurs prêteurs, décrits à la section 2.4.2 « Financement des projets » du présent Amendement.

Le Groupe a conclu ces conventions avec différentes contreparties et ne se trouve dans une situation de dépendance à l'égard d'aucune d'entre elles. Comme indiqué à la section 2.4.2 « financement des projets » du présent Amendement, le Groupe assure le financement de ses installations très majoritairement par financement sans recours. En outre, comme indiqué à la section 1.3.2.2 (vi) « Opération des actifs de production » du présent Amendement, s'il n'est pas rare que le Groupe fasse appel de manière récurrente à certains prestataires EPC, il reste néanmoins flexible d'un point de vue industriel et est en mesure de sélectionner ses entrepreneurs et prestataires O&M, projet par projet, plutôt que de conclure des conventions-cadres. En conséquence, le Groupe bénéficie d'une situation de dépendance limitée à l'égard de ses prestataires, en particulier en ce qui concerne les

services EPC et les services O&M. Le Groupe a toutefois conclu, de façon indirecte *via* ses co-contractants, des contrats importants au cas par cas selon les projets.

1.3.4.4 CONTRATS IMPORTANTS

À la date du présent Amendement, aucun contrat (autres que les contrats conclus dans le cadre normal des affaires) contenant des stipulations conférant à l'une quelconque des entités du Groupe une obligation ou un engagement important pour l'ensemble du Groupe, n'a été conclu par la Société ou toute autre entité du Groupe, à l'exception des contrats décrits à la section 1.3 « Description des activités du Groupe » et à la section 1.3.4.2 « Contrats de vente de l'électricité », à la section 2.4 « financements et investissements » du présent Amendement, ainsi qu'à la section 8.4 « rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés » du Document d'Enregistrement Universel 2019.

2 COMMENTAIRES SUR L'EXERCICE 2020

2.1 INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE ET DONNÉES OPÉRATIONNELLES

2.1.1 INDICATEURS NON GAAP

Le Groupe présente, en complément des mesures IFRS, plusieurs indicateurs supplémentaires : l'EBITDA, la dette nette et 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 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

(En millions d'euros)	Exercice 2020	Exercice 2019	Var	Var (en %)
Résultat opérationnel courant	160,5	135,9	+ 24,6	+ 18%
Amortissements et provisions opérationnels courants	(109,8)	(80,2)	+ 29,6	+ 37%
EBITDA⁽¹⁾	270,4	216,1	+ 54,2	+ 25%

(1) L'EBITDA correspond au résultat opérationnel courant retraité des dotations aux amortissements et provisions opérationnels courants. Il exclut donc les activités non poursuivies. Comme annoncé lors du *Capital Markets Day*, du 11 mars 2021, l'EBITDA, à compter de l'année 2021 :

- exclura désormais la charge résultant de l'application de la norme IFRS 2, dont les impacts en 2020 et en 2019 se sont respectivement élevés à (1,8) million d'euros et à (1,4) millions d'euros;
- inclura désormais les produits nets de cessions d'actifs, effectuées dans le cadre de l'activité de Farm-Down, présentée concomitamment.

En conséquence, l'EBITDA tel que nouvellement défini se serait établi à 272,2 millions d'euros en 2020 et 217,5 millions d'euros en 2019.

Dette nette

(En millions d'euros)	31.12.2020	31.12.2019	Var	Var (en %)
Total dettes financières ⁽¹⁾	2 749,4	2 414,6	+ 334,9	+ 14%
Investisseurs minoritaires et autres ⁽²⁾	(29,2)	(30,4)	+ 1,2	+ 4%
Total dettes financières ajustées	2 720,2	2 384,1	+ 336,1	+ 14%
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(374,9)	(460,5)	+ 85,6	+ 19%
Dépôts de garantie ⁽³⁾	(76,6)	(111,0)	+ 34,4	+ 31%
Instruments dérivés actifs – effets des couvertures ⁽⁴⁾	(2,2)	(2,0)	– 0,2	– 11%
Total dette nette	2 266,5	1 810,6	+ 455,9	+ 25%

- (1) Comprend essentiellement les dettes liées au financement des projets, les composantes dettes des emprunts obligataires convertibles émis en 2019 (OCEANE) et en 2020 (OCEANE Verte), les instruments de couverture de risque de taux dont la valeur de marché est négative et les dettes locatives qui sont incluses dans le calcul de la dette nette, en regard d'un EBITDA qui n'inclut pas les charges de loyers (application d'IFRS 16 « contrats de location »). Les dettes financières sont détaillées en note 19.2 des états financiers consolidés.
- (2) Comprend notamment les prêts d'actionnaires octroyés aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires.
- (3) Comprend principalement des dépôts constitués dans le cadre de financements de projets, au titre de comptes de réserve du service de la dette (DSRA), ou dans le cadre de leur construction. La baisse constatée au cours de la période s'explique principalement par le remboursement de DSRA dans des sociétés de projets ou des holdings de financement, et leur remplacement par des garanties, des lettres ou des facilités de crédit. Par ailleurs, de nouveaux DSRA ont été constitués dans le cadre des nouveaux financements réalisés en 2020.
- (4) Instruments dérivés de couverture de risque de taux ayant une valeur de marché positive. Les instruments de couverture de risque de taux dont la valeur de marché est négative figurent dans le total des dettes financières (se reporter à la note 19.2 des états financiers consolidés).

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 (calculé sur les 12 derniers mois).

	31.12.2020	31.12.2019
Ratio de levier	8,4x	8,4x

2.1.2 INFORMATIONS SUR LES PRINCIPALES DONNEES OPERATIONNELLES

Le portefeuille du Groupe s'établit à 12,0 GW à fin décembre 2020 contre 10,7 GW fin décembre 2019. Son évolution est détaillée dans le tableau ci-après après et au paragraphe 2.3.1.1 « Poursuite de la croissance du portefeuille ».

	31.12.2020	31.12.2019	Variations
Nombre de MW en opération ⁽¹⁾	2 615	1 847	+ 768
Europe – Afrique	1 014	813	+ 201
Australie	931	881	+ 50
Amériques ⁽²⁾	670	152	+ 518
Nombre de MW en construction ⁽¹⁾	1 436	1 193	+ 243
Europe – Afrique	254	203	+ 51
Australie ⁽³⁾	974	264	+ 710
Amériques ⁽²⁾	208	726	– 518
Nombre de MW des projets awarded ⁽¹⁾	1 107	1 082	+ 25
Europe – Afrique	897	730	+ 167
Australie	210	352	– 142
Amériques	-	-	-
Total des MW du secured portfolio	5 158	4 122	+ 1 036
Nombre de MW des projets tender-ready et advanced development ⁽¹⁾	31.12.2020	31.12.2019	Variations
Europe – Afrique	2 539	2 241	+ 298
Australie	2 826	2 287	+ 539
Amériques ⁽⁴⁾	1 509	2 001	– 492
Total des MW de l'advanced pipeline	6 874	6 529	+ 345
Total Portefeuille	12 033	10 652	+ 1 381
Projets early stage	> 4 GW	> 4 GW	

(1) Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 9.6 « glossaire » du Document d'Enregistrement Universel 2019 et à la section 1.3.2.2 du présent Amendement.

(2) Les variations observées entre 2019 et 2020 sur la zone Amériques résultent de la mise en service en 2020 des centrales d'El Llano au Mexique et de Capella au Salvador qui étaient en construction en 2019.

(3) La croissance des capacités en construction en Australie s'explique par le lancement de la construction de la Victorian Big Battery et du parc solaire Western Downs (se référer au paragraphe 2.3.1.1 « poursuite de la croissance du portefeuille » du présent Amendement).

(4) Le recul observé sur la zone Amériques s'explique essentiellement par l'abandon de projets au Mexique, aux Etats-Unis, en Colombie et en Argentine.

	Exercice 2020	Exercice 2019	Variations
Production (MWh)	4 396	2 982	+ 47%
Disponibilité moyenne des installations en exploitation			
photovoltaïque (%)	98,5%	98,4%	+ 0,1 pt
éolien (%)	98,3%	99,0%	- 0,7 pt
Load factor ⁽¹⁾ moyen des installations en exploitation			
photovoltaïque (%)	18,3%	18,8%	- 0,5 pt
éolien (%)	34,4%	33,6%	+ 0,8 pt
Durée résiduelle des contrats de vente d'électricité			
photovoltaïque (années, pondéré par MWc)	14,4	14,7	- 0,3
éolien ⁽²⁾ (années, pondéré par MW)	12,9	14,7	- 1,8

(1) Le facteur de charge (load factor) correspond au temps équivalent (en pourcentage de la période observée) pendant lequel il faudrait injecter à puissance maximale pour arriver à produire la même quantité d'énergie que celle fournie par la centrale.

(2) Le recul de la durée résiduelle des contrats de vente d'électricité éoliens s'explique essentiellement par l'entrée en vigueur du PPA de Hedet en Finlande au deuxième trimestre 2020 ainsi que par l'acquisition de deux parcs français, arrivant en fin de PPA, en octobre 2020.

2.2 PERSPECTIVES ET TENDANCES

2.2.1 PERSPECTIVES

Les prévisions pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 présentées ci-dessous sont fondées sur des données, des hypothèses et des estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date du présent Amendement. Elles sont établies sur la base des périmètres de consolidation et d'activité existants en date du présent Amendement, et intègrent notamment la mise en œuvre de l'activité de *Farm-Down*, annoncée par le Groupe à l'occasion de son *Capital Markets Day* le 11 mars 2021. Ces données et hypothèses sont toutefois susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou en fonction d'autres facteurs ou risques dont le Groupe n'aurait pas connaissance à la date du présent Amendement. En outre, la matérialisation de certains risques décrits à la section 3 « Facteurs et gestion des risques » de l'Amendement pourrait avoir un impact sur les activités, la situation financière, les résultats ou les perspectives du Groupe et donc remettre en cause ces prévisions.

Par ailleurs, la réalisation des prévisions suppose le succès de la stratégie du Groupe (voir la section « Notre Stratégie » du chapitre « 1.Présentation » du présent Amendement), telle qu'elle résulte de la présentation aux investisseurs effectuée lors du *Capital Markets Day* du 11 mars 2021.

Le Groupe ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie quant à la réalisation des prévisions figurant à la présente section.

Les prévisions pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 présentées ci-dessous, et les hypothèses qui les sous-tendent, ont été établies en application des dispositions du règlement délégué (UE) n°2019/980 complétant le règlement (UE) 2017/1129 et des recommandations ESMA relatives aux prévisions.

Hypothèses sous-jacentes

Les prévisions pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 présentées ci-dessous ont été établies conformément aux méthodes comptables appliquées dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

La définition de l'EBITDA est identique à celle retenue au 31 décembre 2020, aux deux exceptions suivantes, qui ont fait l'objet d'une communication officielle à l'occasion du *Capital Markets Day* du 11 mars 2021 :

- l'EBITDA exclura désormais la charge résultant de l'application de la norme IFRS 2, dont l'impact sur l'année 2020 s'est élevé à (1,8) million d'euros ;
- l'EBITDA inclura désormais les produits nets de cessions d'actifs du portefeuille sécurisé, effectuées dans le cadre de l'activité de *Farm-Down*, présentée à l'occasion du *Capital Markets Day* du 11 mars 2021.

Ces prévisions sont basées sur le périmètre de consolidation de Neoen à fin décembre 2020.

Elles reposent principalement sur les hypothèses suivantes :

Hypothèses internes à Neoen

Les prévisions 2021 s'appuient sur une progression de l'EBITDA par rapport à l'exercice 2020, qui proviendra principalement :

- de la mise en service au cours de l'année 2021 d'actifs éoliens, solaires et de stockage, qui étaient en construction au 31 décembre 2020 ou rentreront en construction au cours de l'année 2021, dans le cadre du plan d'investissement communiqué à l'occasion du *Capital Markets Day* du 11 mars 2021, et ce conformément au calendrier contractuel conclu avec les constructeurs ;
- de l'impact année pleine de la contribution d'actifs mis en service au cours de l'année 2020 ;
- de la cession totale ou majoritaire en 2021, de projets ou d'actifs de son portefeuille sécurisé (activité de *Farm-Down*, annoncée par le Groupe à l'occasion de son *Capital Markets Day* le 11 mars 2021), qui,

conformément aux objectifs du Groupe, annoncés concomitamment, s'effectuera dans les deux limites suivantes en 2021 :

- un volume de projets ne dépassant pas 20% de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé ;
- une contribution à l'EBITDA annuel consolidé inférieure à 20%.

Elles tiennent également compte de l'effet attendu des éléments suivants :

- le Groupe anticipe une moindre contribution de la batterie HPR en 2021, celle-ci ayant généré en 2020 des performances exceptionnelles dans un contexte de marché spécifique, comme exposé dans le communiqué de presse de publication du chiffre d'affaires du premier trimestre 2020 du 14 mai 2020 ;
- compte tenu du calendrier anticipé de mise en service des projets appelés à entrer en opération en 2021, le Groupe anticipe une moindre contribution des indemnités contractuelles compensant des pertes de revenus associées à des retards de mise en service de certains projets (ces indemnités contractuelles affectant directement la marge d'EBITDA).

Hypothèses macro-économiques

Les prévisions 2021 sont également établies sur la base des hypothèses suivantes :

- l'absence de variation majeure des taux de change des monnaies des principaux pays hors zone Euro dans lesquels le Groupe génère ses revenus, principalement le dollar australien et le dollar américain, par rapport à ceux connus en date du présent Amendement ;
- un environnement politique, réglementaire et fiscal stable dans les pays dans lesquels Neoen opère ;
- des prix de marchés de l'électricité et des services de régulation de fréquence (*frequency control ancillary services (FCAS)*) au moins équivalents à ceux en vigueur à la clôture de l'exercice 2020, dans les différentes géographies où opère le Groupe ;
- des contraintes réseaux, qui ne soient pas supérieures à celles observées au cours de l'année 2020, dans les différents pays où opère le Groupe ;
- l'absence de retard dans la mise en service de ses projets appelés à entrer en opération au cours de l'année 2021 par rapport à leur calendrier connu à la date du présent Amendement ;
- l'absence d'impacts sur les conditions de fonctionnement et de construction de ses actifs, qui pourraient résulter de la crise du Covid-19 et notamment de situations de confinement total ou partiel, excédant les mesures de reconfinement et de couvre-feu en vigueur à la date du présent Amendement dans les principaux pays où Neoen exerce ses activités et impactant soit Neoen, soit ses fournisseurs clés.

Prévisions du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2021

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, sous réserve des incertitudes liées à l'évolution de la situation pandémique dans les différents pays où le Groupe opère, Neoen s'attend à ce que l'EBITDA consolidé s'établisse entre 295 et 325 millions d'euros, et la marge d'EBITDA se situe à environ 80 %.

Il est rappelé que la définition de l'EBITDA a évolué par rapport à celle retenue en 2020 (voir « Hypothèses sous-jacentes » ci-dessus).

Le rapport des commissaires aux comptes de la Société sur les prévisions d'EBITDA et de marge d'EBITDA relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2021 est reproduit ci-après.

RSM Paris
26, rue Cambacérés
75 008 Paris
S.A.S au capital de 15 095.000 €
792 111 783 RCS Paris
Société de Commissariat aux Comptes inscrite à la Compagnie Régionale de Paris

Deloitte & Associés
6, place de la Pyramide
92908 Paris-La Défense Cedex
S.A.S. au capital de 2 188 160 €
572 028 041 RCS Nanterre
Société de Commissariat aux Comptes inscrite à la Compagnie Régionale de Versailles et du Centre

NEOEN

Société anonyme

6 rue Ménars

75002 Paris

Rapport des commissaires aux comptes sur les prévisions de bénéfice relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2021

Au président – directeur général,

En notre qualité de commissaires aux comptes et en réponse à votre demande, nous avons établi le présent rapport sur les prévisions de bénéfice (EBITDA et marge d'EBITDA) de la société Neoen (la « Société ») incluses dans la partie 2.2.1 du premier amendement au document d'enregistrement universel 2019.

Ces prévisions et les hypothèses significatives qui les sous-tendent ont été établies sous votre responsabilité, en application des dispositions du règlement (UE) n°2017/1129 complété par le règlement délégué (UE) n°2019/980 et des recommandations ESMA relatives aux prévisions.

Il nous appartient sur la base de nos travaux d'exprimer une conclusion sur le caractère adéquat de l'établissement de ces prévisions sur la base indiquée.

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 comporté une appréciation des procédures mises en place par la direction pour l'établissement des prévisions ainsi que la mise en œuvre de diligences permettant de s'assurer de la conformité des méthodes comptables utilisées avec celles suivies pour l'établissement des informations financières historiques de la Société. Elles ont également consisté à collecter les informations et les explications que nous avons estimées nécessaires permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les prévisions sont adéquatement établies sur la base des hypothèses qui sont énoncées.

Nous rappelons que, s'agissant de prévisions présentant par nature un caractère incertain, les réalisations différeront parfois de manière significative des prévisions présentées et que nous n'exprimons aucune conclusion sur la possibilité de réalisation de ces prévisions.

A notre avis :

- les prévisions ont été adéquatement établies sur la base indiquée ;

- la base comptable utilisée aux fins de ces prévisions est conforme aux méthodes comptables de la Société.

Ce rapport est émis aux seules fins :

- du dépôt du premier amendement au document d'enregistrement universel 2019 auprès de l'AMF;
- et, le cas échéant, de l'admission aux négociations sur un marché réglementé, et/ou d'une offre au public, de titres financiers de la Société en France et dans les autres pays de l'Union européenne dans lesquels le prospectus approuvé par l'AMF, serait notifié,

et ne peut pas être utilisé dans un autre contexte.

Paris et Paris-La Défense, le 15 mars 2021

Les commissaires aux comptes

RSM Paris

Deloitte & Associés

Etienne de BRYAS

Benoit PIMONT »

2.2.2 INFORMATIONS SUR LES TENDANCES ET LES OBJECTIFS

2.2.2.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Les objectifs présentés ci-dessous ne constituent pas des données prévisionnelles ou des estimations de bénéfices du Groupe mais résultent de ses orientations stratégiques. Ces objectifs sont fondés sur des données, des hypothèses et des estimations considérées comme raisonnables par le Groupe. 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. En particulier, la matérialisation d'un ou plusieurs risques décrits au Chapitre 3 « *Facteurs de risques* » du présent Amendement 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. Le Groupe ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs décrits dans ce Chapitre 2.

2.2.2.2 TENDANCES DES ACTIVITÉS

Une description détaillée des résultats du Groupe au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 est disponible à la section 2.3 « Analyse de l'activité et du résultat » du présent Amendement. Le lecteur est également invité à se reporter à la section 2.4 « Financements et investissements » du présent Amendement pour une description des flux de trésorerie et de l'endettement net du Groupe. La section 1.2 « Description du marché des énergies renouvelables » du présent Amendement présente un aperçu des tendances de l'industrie qui affectent les marchés des énergies renouvelables.

Les objectifs à moyen terme du Groupe décrits ci-dessous supposent la réalisation, sur la période d'exécution de son plan d'investissement, d'augmentations de capital, qui seront notamment décidées en fonction des conditions de marché. L'enveloppe totale des besoins en fonds propres additionnels nécessaires au financement des objectifs de croissance du Groupe sur la période 2021-2025 est évaluée à un maximum de 1,2 milliard d'euros.

Le Groupe souligne qu'il a la liberté de pouvoir moduler ce montant à la baisse, en réduisant de manière opportuniste son pourcentage de détention dans certains actifs qu'il a vocation à conserver sur la durée, tout en restant dans le cadre de sa stratégie *develop-to-own*.

Ces objectifs à moyen terme reflètent par ailleurs ses attentes concernant les principales tendances du marché au cours de la période 2021-2025, y compris ce qui suit :

- *poursuite de la croissance du volume des appels d'offres privés*. Le Groupe, tout en continuant à chercher à obtenir des contrats d'achat d'électricité dans le cadre d'appels d'offres publics, s'attend à ce qu'un nombre croissant d'acteurs du secteur privé cherchent à conclure des contrats d'achat d'électricité, en raison de l'intérêt croissant de ces acteurs pour l'énergie « verte » et de la tendance des prix des énergies renouvelables qui rendent l'énergie éolienne et l'énergie solaire de plus en plus compétitives économiquement ;
- *poursuite de l'évolution vers des prix d'achat d'électricité fixés dans un cadre concurrentiel*. Le Groupe s'attend à ce que la tendance actuelle de fixation des prix des contrats de vente d'électricité dans le cadre d'appels d'offres concurrentiels se poursuive et que les prix moyens des offres retenues soient inférieurs, pour les pays ayant déjà atteint la parité réseau, et se rapprochent, pour les autres pays, des prix observés sur les marchés locaux de l'électricité. Parallèlement, le Groupe s'attend à ce que la structuration des projets comprenne de plus en plus fréquemment des revenus de marché. Le Groupe s'attend également à un confort croissant de la part des établissements financiers et des investisseurs vis-à-vis du profil de risque des actifs d'énergie renouvelable, favorisant ainsi cette évolution ;
- *poursuite de l'amélioration des coûts de construction par MW*. Le Groupe s'attend à ce que les coûts de construction par MW continuent de baisser tant pour les projets solaires que pour les projets éoliens, avec des réductions de coûts attendues plus importantes pour les projets solaires ;
- *poursuite des améliorations technologiques se traduisant par des gains d'efficacité*. Le Groupe s'attend à ce que la tendance actuelle aux améliorations technologiques se poursuive, notamment pour l'éolien, et

conduise à des améliorations continues de l'efficacité et à une augmentation de la production d'électricité par installation.

2.2.2.3 OBJECTIFS À MOYEN TERME

- *Augmentation de la capacité.* Le Groupe a pour objectif d'atteindre une capacité totale en exploitation et en construction d'au moins 5 GW d'ici la fin 2021, qui soit en exploitation dans son intégralité d'ici la fin 2022. Au-delà de cet horizon 2021/2022, l'objectif du Groupe est d'atteindre une capacité totale en exploitation ou en construction d'au moins 10 GW d'ici la fin 2025, dont la répartition entre ses trois principales zones géographiques (Europe, Australie, Amériques) ne devrait pas évoluer significativement par rapport à celle en vigueur à fin décembre 2020, et ce sans changement majeur en termes de mix technologique (solaire, éolien et stockage) tel que reflété dans son portefeuille sécurisé de projets en décembre 2020 (projets en exploitation (« *in operation* »), en construction (« *under construction* ») et en phase « *awarded* »).

- Le Groupe s'attend à atteindre cet objectif en achevant, dans le cadre de sa stratégie majoritairement *develop to own*, des projets en cours de construction (« *under construction* »), en construisant et en achevant des projets actuellement en phase « *awarded* », en faisant évoluer une partie de son pipeline en phase de construction (« *under construction* ») et d'exploitation (« *in operation* »), et en accroissant progressivement son volume annuel de projets « *awarded* » d'un niveau légèrement supérieur à 1 GW en 2020, à un niveau supérieur ou égal à 2 GW en 2025. Ce volume annuel de projets « *awarded* » a vocation à être issu pour au moins 80% de pays dans lesquels Neoen est déjà présent à la date du présent Amendement, et ce en vue de continuer à maintenir au moins 80% de la puissance installée du Groupe dans les pays de l'OCDE. À fin décembre 2020, le portefeuille du Groupe était composé de 2,6 GW en exploitation (« *in operation* »), 1,4 GW en construction (« *under construction* ») et 1,1 GW en phase « *awarded* ». Ensemble, ce portefeuille sécurisé de projets représente près de 5,2 GW sur la capacité d'au moins 5 GW en exploitation ou en construction fixée en objectif d'ici 2021, et celle de 10 GW en exploitation ou en construction fixée en objectif d'ici 2025. Les 4,8 GW de projets restant (et tout projet remplaçant les projets actuellement en phase « *awarded* » qui ne seront pas achevés) devraient provenir principalement de l'actuel *pipeline* de projets du Groupe qui comprenait un total d'environ 6,9 GW au 31 décembre 2020, ainsi que de nouveaux projets qui seront développés par le Groupe au cours de la période, et dans une moindre mesure, de projets en développement ou d'actifs en opération ou en construction susceptibles d'être acquis auprès de tiers, en privilégiant des actifs présentant un potentiel de restructuration ou offrant, du fait de leur ancienneté, des perspectives de *repowering*.
- Cet objectif tient compte du fait que, dès la phase de développement ou de construction de ses projets, le Groupe envisage dès 2021 de procéder de manière régulière mais sélective, et dans un souci d'optimisation de son bilan, de ses capacités financières, et de sa rentabilité, à la cession totale ou majoritaire, de projets ou d'actifs de son portefeuille sécurisé (*Farm-Down*), dans la limite d'un volume de projets ne dépassant pas 20 % de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé.

Le Groupe prévoit, dans la mesure du possible, de maintenir une détention minoritaire au sein des projets concernés, d'en assurer la gestion administrative et opérationnelle, et de conserver des droits fonciers afférents, de manière à pouvoir prendre part à la phase de *repowering* ultérieure de ces projets.

- Le Groupe s'attend à ce que le total des dépenses d'investissement pour les projets inclus dans l'objectif de 10 GW, et non encore en opération à la date du présent Amendement s'élève à environ 5,3 milliards d'euros sur la période 2021-2025 (se reporter aux sections 2.4.6 « sources de financement attendus pour les investissements futurs » et 2.4.8.4 « principaux investissements envisagés » du présent Amendement). En structurant les projets pour atteindre les augmentations de capacité susmentionnées et en supposant que les taux d'intérêt ne s'écarteront pas significativement de leurs niveaux actuels, le Groupe prévoit d'être en mesure de cibler, lors des réponses à appels d'offres publics et privés ou de sollicitations bilatérales pour ses projets des taux de rentabilité interne (TRI) calculés désormais sur un horizon de 30 ans :
 - de 7,5% (+/- 150 points de base) en Europe ;
 - 8,5% (+/-150 points de base) en Australie ;

- 6 à 10% pour les autres pays de l'OCDE ;
 - supérieurs à 10% (*low double digit*) dans les pays non-membres de l'OCDE.
- Le Groupe a par ailleurs désormais pour objectif que la part de sa capacité installée en opération dont les revenus sont exposés aux prix de marché ne dépasse pas 20 % de sa capacité en opération totale hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux.
- **Croissance de l'EBITDA.** En s'engageant sur une nouvelle trajectoire de croissance à l'horizon 2025 Neoen a réévalué ses objectifs pour l'exercice 2022. L'objectif du Groupe est désormais de générer une croissance de son EBITDA supérieure à 20% en 2022 par rapport à 2021, puis une croissance annuelle en pourcentage à deux chiffres entre 2022 et 2025. Ce niveau de croissance reflète la croissance attendue de la capacité installée du Groupe, et les anticipations du Groupe en matière de poursuite de la croissance du volume des appels d'offres privés, d'évolution vers des prix d'achat d'électricité fixés dans un cadre concurrentiel, et de tendances sur le marché mondial des énergies renouvelables, tel que présentées en section 1.2 du présent Amendement.
 - La définition de l'EBITDA est identique à celle retenue au 31 décembre 2020, aux deux exceptions suivantes, objet d'une communication officielle à l'occasion du *Capital Markets Day* du 11 mars 2021 :
 - l'EBITDA exclura désormais la charge résultant de l'application de la norme IFRS 2, dont l'impact sur l'année 2020 s'est élevé à (1,8) millions d'euros ;
 - l'EBITDA inclura désormais les produits nets de cessions d'actifs du portefeuille sécurisé, effectuées dans le cadre de l'activité de *Farm-Down*, présentée à l'occasion du *Capital Markets Day* du 11 mars 2021.
- **Ratio de dette nette sur EBITDA.** L'objectif du Groupe est d'avoir un ratio de dette nette sur EBITDA (EBITDA tel que défini ci-dessus) compris entre 8,0x et 10x fin 2025. 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 de croissance d'EBITDA 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 Amendement de base 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 financier supérieur à 70% du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit corporate ou mise en place au niveau de sociétés de projets dédiées, sous forme de dette senior ou mezzanine.

Politique en matière de dividendes

Compte tenu de ses objectifs à moyen terme susmentionnés, 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. Au-delà de 2022 et jusqu'en 2025 le Groupe entend augmenter de manière progressive son dividende au regard notamment de l'évolution de ses résultats et de sa situation financière.

2.3 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT

2.3.1 FAITS MARQUANTS DE LA PERIODE

La présente Section 2.3.1 présente les faits marquants de l'exercice 2020.

2.3.1.1 POURSUITE DE LA CROISSANCE DU PORTEFEUILLE

Les capacités en opération ou en construction s'élèvent à 4,1 GW à fin décembre 2020 contre 3 GW à fin décembre 2019.

En 2020, le Groupe a mis en opération les centrales solaires d'El Llano au Mexique (375 MWc) et de Capella au Salvador (143 MWc), le parc éolien d'Hedet (81 MW) en Finlande, l'extension de la batterie de Hornsdale Power Reserve en Australie (50 MW portant ainsi sa capacité totale à 150 MW), la batterie d'Yllikällä en Finlande (30 MW / 30 MWh), ainsi que six centrales solaires (38 MWc au total) et deux parcs éoliens (28 MW au total) en France.

Neoen a également acquis deux parcs éoliens français d'une capacité totale de 24 MW en octobre 2020. Cette opération s'inscrit dans la stratégie de Neoen d'acquérir occasionnellement des actifs arrivant en fin de contrats long terme de type « PPA » et offrant à ce titre un important potentiel de repowering.

En 2020, le Groupe a par ailleurs lancé la construction de 987 MW, dont 383 MW au quatrième trimestre avec le démarrage du chantier de la Victorian Big Battery (300 MW / 450 MWh) et celui de plusieurs projets solaires (62 MWc au total) et éoliens (20 MW au total) en France.

Parmi les 1,4 GW d'actifs en construction, le parc éolien de Bulgana en Australie (214 MW, dont 20 MW de stockage), qui produit déjà de l'électricité, devrait entrer en opération au deuxième semestre 2021. La mise en exploitation de la centrale solaire d'Altiplano 200 en Argentine (208 MWc) est prévue au troisième trimestre 2021, et celle de Metoro au Mozambique (41 MWc) au second semestre 2021.

La Victorian Big Battery et la centrale solaire de Western Downs (460 MWc) en Australie devraient quant à elles entrer en opération respectivement aux quatrième trimestre 2021 et 2022.

Les actifs en opération, en construction ou awarded atteignent 5,2 GW au 31 décembre 2020 contre 4,1 GW à fin décembre 2019. Neoen compte plus de 1 GW de nouveaux projets awarded en 2020, dont 616 MW au cours du quatrième trimestre avec :

- la future Victorian Big Battery d'une capacité de 300 MW ;
- un PPA de 126 MW conclu avec le consortium formé par Heineken, Philips, Signify et Nouryon et dont l'électricité sera produite par le futur parc éolien de Mutkalampi en Finlande ;
- un projet éolien de 110 MW en Australie qui fait l'objet d'un PPA avec CleanCo Queensland ; et
- 80 MW de projets éoliens, solaires et de stockage en France.

Le total du portefeuille ressort à 12,0 GW à fin décembre 2020 contre 10,7 GW à fin décembre 2019.

2.3.1.2 INCIDENCES DE LA CRISE SANITAIRE COVID-19

Le 30 janvier 2020, l'Organisation mondiale de la Santé a déclaré l'état d'urgence de santé publique de portée internationale à la suite de la propagation du virus du COVID-19 et l'a qualifié de pandémie le 11 mars 2020. En réponse à cette crise sanitaire, les gouvernements du monde entier ont été dans l'obligation d'adopter des mesures restrictives sociales et économiques afin de contenir la circulation du virus. Ces mesures ont notamment déclenché des perturbations importantes pour les entreprises, entraînant un ralentissement économique mondial.

Dans ce contexte, la première responsabilité du Groupe a été de préserver la santé de l'ensemble de ses collaborateurs tout en poursuivant ses activités. Le Groupe a ainsi limité les déplacements du personnel, a massivement déployé des modes de travail alternatifs et a recouru au télétravail lorsque cela était possible ; ceci, tout en poursuivant activement le développement de son portefeuille avec un total de 769 MW de capacités en

opération ajoutées sur la période, le lancement de la construction de plus de 987 MW et le renforcement de son portefeuille de projets sécurisés.

Le Groupe est ainsi parvenu à poursuivre son développement, en dépit de retards ponctuels dans la réalisation de ses projets, et à maintenir une croissance dynamique de son chiffre d'affaires et de son EBITDA tout en préservant sa trésorerie et sa liquidité tout au long de la période. En conséquence il n'a pas eu recours aux mesures d'accompagnement gouvernementales. Les actifs du Groupe opérant très majoritairement dans le cadre de contrats long terme d'achats d'électricité avec des contreparties essentiellement de premier rang, ils n'ont été affectés que de manière limitée par les fluctuations ayant impacté les marchés financiers et de l'électricité au cours de l'année. À l'exception du projet Altiplano 200 en cours de construction en Argentine, objet de problématiques spécifiques, le Groupe n'a ainsi pas identifié d'indice de perte de valeur susceptible d'affecter ces actifs (se référer à la section 4.1 – note 10 « éléments non courants de l'activité opérationnelle » des comptes consolidés de l'exercice 2020).

En outre, la crise n'a pas fait apparaître de nouveaux facteurs de risques significatifs grâce à la résilience du modèle d'affaires du Groupe qui lui a permis de continuer à opérer normalement ses actifs en opération, à mettre en service des actifs en construction, en dépit de retards observés dans certaines géographies, et à gagner de nouveaux projets.

Par ailleurs, le Groupe n'a pas identifié de risque de liquidité inhérent à la crise sanitaire, ayant notamment conclu sur la période l'émission de son premier crédit syndiqué *corporate* et d'une OCEANE Verte (se référer à la section 4.1 - notes 17 « capitaux propres et détail des instruments dilutifs » et 19.2 « dette nette » des comptes consolidés de l'exercice 2020).

Enfin, les coûts spécifiques liés à l'épidémie de COVID-19 restent marginaux à l'échelle du Groupe et ont été comptabilisés dans le résultat opérationnel courant.

2.3.1.3 REFINANCEMENT DES PROJETS EOLIENS HORNSDALE EN AUSTRALIE

Dans le cadre d'une gestion active de ses financements, le Groupe a finalisé, le 21 janvier 2020, le refinancement des dettes des centrales en exploitation Hornsdale 1, 2 et 3, donnant lieu à un remboursement des dettes existantes pour 527,2 millions de dollars australiens (auxquels s'ajoutent 52,5 millions de dollars australiens de remboursement de swaps) ainsi qu'à l'émission de nouvelles dettes pour 606,5 millions de dollars australiens. Cette opération a permis au Groupe de bénéficier de conditions de financement plus avantageuses, notamment du fait de l'allongement de l'horizon de remboursement (jusqu'à 22 ans à compter du refinancement).

Conformément aux principes fixés par la norme IFRS 9 « Instruments financiers », s'agissant d'une modification substantielle du financement, le Groupe a comptabilisé les frais d'émission non encore amortis et les pénalités de remboursements anticipés en charges financières à hauteur de (4,9) millions d'euros (se référer à la section 4.1 - note 19.1 « résultat financier » des comptes consolidés de l'exercice 2020).

2.3.1.4 MISE EN PLACE D'UN CREDIT SYNDIQUE DE 200 MILLIONS D'EUROS INTEGRANT DES CRITERES ESG

En mars 2020, Neoen S.A. a conclu un premier crédit syndiqué de 200 millions d'euros indexant ses conditions financières sur des indicateurs Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG). Ce contrat comprend un crédit amortissable d'un montant total de 125 millions d'euros et un crédit renouvelable d'un montant de 75 millions d'euros, ayant tous deux une maturité au 31 juillet 2024. Cette opération a été réalisée dans le but de renforcer les ressources financières du Groupe dans le cadre de sa stratégie de croissance. Les frais d'émission de ce crédit syndiqué s'élèvent à 2 millions d'euros. Au 31 décembre 2020, ces deux instruments n'étaient pas encore mobilisés (se référer à la section 4.1 - note 19.1 « résultat financier » des comptes consolidés de l'exercice 2020).

2.3.1.5 AUGMENTATION DE CAPITAL RESERVEE AUX SALARIES

Le 29 avril 2020, Neoen S.A. a mis en œuvre une augmentation de capital réservée à ses salariés en France. Ce plan proposait à chaque bénéficiaire l'acquisition d'un nombre maximum de 118 actions nouvelles au prix préférentiel de souscription de 21,92 euros par action (bénéficiant d'une décote de 30 % par rapport à la moyenne des cours de

l'action des vingt dernières séances de bourse précédant le jour de fixation du prix par le conseil d'administration du 25 mars 2020) et un abondement à raison d'une action offerte pour une action souscrite.

Le Groupe a comptabilisé cette opération conformément à la norme IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions ». Celle-ci s'est traduite par un impact de 0,7 million d'euros en capitaux propres et de (0,4) million d'euros en charges de personnel.

2.3.1.6 EMISSION OBLIGATAIRE D'UNE « OCEANE VERTE »

Le 2 juin 2020, Neoen S.A. a réalisé une émission obligataire à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes pour un montant nominal de 170 millions d'euros, portant intérêts à un taux annuel de 2,0 % payable semestriellement à terme échu les 2 décembre et 2 juin de chaque année, et pour la première fois le 2 décembre 2020.

La valeur unitaire des obligations a été fixée à 46,20 euros correspondant à une prime de 40 % par rapport au cours de référence de Neoen. À moins qu'elles n'aient été converties, échangées, remboursées ou rachetées et annulées, les obligations seront remboursées au pair le 2 juin 2025.

Conformément aux principes fixés par la norme IAS 32 « Instruments financiers : présentation », cette émission a été traitée comme un instrument composé, la composante dette (obligation sans option de conversion) s'élevant, nette de frais, à environ 142,8 millions d'euros et la composante capitaux propres (option de conversion) à près de 24,9 millions d'euros, nette de frais (se référer à la section 4.1 du présent Amendement - notes 17 « capitaux propres et détails des instruments dilutifs » et 19.2 « dette nette » des comptes consolidés de l'exercice 2020). Le taux d'intérêt effectif de la composante dette s'élève à 5,80 %.

Dans le cadre de cette émission, Neoen S.A. a fait l'acquisition de 60 606 actions propres pour un montant de 2 millions d'euros. Ces actions ont été traitées comptablement comme des actions d'auto-contrôle dans les états financiers consolidés.

2.3.1.7 NEOEN A REJOINT L'INDICE SBF 120

Le 11 juin 2020, Neoen a annoncé son entrée dans l'indice SBF 120, regroupant les 120 premières valeurs cotées sur Euronext Paris en termes de liquidité et de capitalisation boursière. Dans le cadre de la révision trimestrielle des indices d'Euronext Paris, le Conseil Scientifique des Indices a en effet pris la décision d'inclure Neoen dans l'indice SBF 120, ainsi que dans l'indice CAC Mid 60. L'inclusion de Neoen dans ces indices consacre la qualité de son parcours boursier depuis son introduction en bourse en octobre 2018. La capitalisation boursière de la Société a depuis plus que doublé pour atteindre près de 3,8 milliards d'euros. Cette forte progression s'est accompagnée d'une augmentation régulière des volumes échangés.

2.3.1.8 PLAN D' ACTIONS GRATUITES

Le 2 juillet 2020, le Conseil d'administration a décidé d'attribuer gratuitement 140 000 actions de Neoen S.A. à certains salariés du Groupe. L'attribution des actions ne sera définitive, sous réserve de remplir les conditions fixées dans le plan d'attribution, qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 3 ans.

2.3.1.9 PLAN DE RACHAT D' ACTIONS

Neoen a signé le 6 juillet 2020 un mandat pour le rachat d'un maximum de 100 000 actions sur une période allant du 7 juillet au 25 septembre 2020, pour un prix maximum d'achat de 40 euros par action. Au titre de ce plan, la Société a acquis 41 874 actions au prix de 38,49 euros.

Neoen a signé le 24 septembre 2020 un mandat pour le rachat d'un maximum de 163 000 actions sur une période allant du 28 septembre 2020 au 15 mai 2021, pour un prix maximum d'achat de 45 euros par action. Au 31 décembre 2020, la Société avait acquis 11 273 actions au prix de 44,18 euros.

Ces opérations ont pour objet l'acquisition de titres en vue de leur livraison dans le cadre de plans d'actions gratuites venant à échéance (se référer à la section 4.1 - note 8.3 « paiements fondés sur des actions » des comptes consolidés de l'exercice 2020).

2.3.1.10 SIGNATURE D'UN CONTRAT DE VENTE D'ENERGIE EOLIENNE EN FINLANDE

Le 11 décembre 2020, Neoen a annoncé avoir signé un nouveau contrat de vente d'électricité verte avec un consortium formé par Heineken, Philips, Signify et Nouryon. D'une durée de 10 ans, ce contrat porte sur une puissance de 126 MW. L'électricité et les garanties d'origines seront produites par le futur parc éolien de Mutkalampi en Finlande, codéveloppé avec Prokon et détenu par Neoen, et qui dispose déjà d'un contrat de 125 MW¹ conclu en septembre 2019 avec Google. La puissance totale du parc de Mutkalampi initialement annoncée à 250 MW sera portée à 404 MW², ce qui en fera l'un des plus importants de Finlande.

2.3.1.11 FINANCEMENT DU WESTERN DOWNS GREEN POWER HUB EN AUSTRALIE

Le 26 octobre 2020, Neoen a annoncé la finalisation du financement du Western Downs Green Power Hub, le plus grand parc solaire d'Australie d'une capacité de 460 MWc situé dans le sud-ouest de l'Etat du Queensland.

Ce financement a été bouclé cinq mois après l'obtention par Neoen d'un contrat de vente d'électricité de 352 MWc avec CleanCo Queensland³. Ce projet, détenu à 100 % par Neoen, contribuera aux objectifs du *Sunshine State* visant à atteindre 50 % d'énergie renouvelable d'ici 2030 et à créer de nouveaux investissements ainsi que plus de 400 emplois.

Le coût total du projet sera d'environ 600 millions de dollars australiens. La dette est financée par un groupe de sept prêteurs : Natixis, Société Générale, Sumitomo Mitsui Banking Corporation, MUFG Bank, NORD/LB, HSBC et Commonwealth Bank of Australia.

2.3.1.12 NEOEN CLOTURE LE FINANCEMENT DE LA VICTORIAN BIG BATTERY (300 MW) EN AUSTRALIE

Le 25 février 2021, Neoen a annoncé avoir finalisé le financement de la « Victorian Big Battery », qui sera l'une des plus puissantes batteries au monde avec une capacité de 300 MW / 450 MWh. Ce financement a été conclu trois mois seulement après l'obtention par le Groupe d'un contrat de services réseau de 250 MW avec l'AEMO. Le projet sera financé par un apport en fonds propres de Neoen et par un prêt accordé sous la forme d'une dette senior de 160 millions de dollars australiens par la Clean Energy Finance Corporation (CEFC) pour le compte du gouvernement fédéral australien. La batterie, actuellement en cours de construction, doit être mise en service avant le début du prochain été australien.

2.3.1.13 EXPOSITION DU GROUPE A L'ARGENTINE

Au 31 décembre 2020, la contribution de l'ensemble des entités argentines au bilan du Groupe s'élevait à 201,9 millions d'euros, et se décomposait notamment comme suit :

- immobilisations incorporelles et corporelles : 188,4 millions d'euros ;
- trésorerie et équivalents de trésorerie : 4,8 millions d'euros ;
- dettes au titre de financement de projets : 131 millions d'euros.

Par ailleurs, pour garantir les engagements de Neoen au titre du projet Altiplano 200, des garanties bancaires, sous forme de lettres de crédit, ont été émises par des établissements bancaires, dont 27,8 millions de dollars américains étaient en vigueur au 31 décembre 2020 faisant l'objet, à titre de couverture, de dépôts de garantie en espèces effectués par le Groupe à hauteur de 20,9 millions de dollars américains. Neoen a aussi contre-garanti à hauteur de 55 millions de dollars américains, les garanties émises par un assureur au titre de la bonne exécution des obligations des sociétés de projets dans le cadre des *Power Purchase Agreement* signés avec CAMMESA (administrateur du marché de l'électricité).

¹ Contre 130 MW initialement prévus.

² Dont 251 MW sont comptabilisés dans les MW *awarded* au 31 décembre 2020.

³ Entreprise publique de l'Etat du Queensland producteur et fournisseur d'énergies renouvelables.

Le 22 mai 2020, le gouvernement argentin a formellement dépassé la période de grâce octroyée pour le paiement d'une échéance de 502 millions de dollars américains au titre de sa dette souveraine. Des négociations entre le gouvernement et les principaux groupes de créiteurs ont cependant permis de conclure une restructuration de la dette souveraine, effective depuis le début septembre 2020. Celle-ci a entraîné une diminution massive de la charge financière du pays en réduisant la valeur actualisée des paiements de 45% et en octroyant une période de répit avant les prochaines échéances de remboursement prévues en 2024.

En dépit de la situation macro-économique et financière du pays, les partenaires financiers du Groupe ont continué de soutenir le projet en autorisant des tirages de dettes et en prolongeant la période de disponibilité des montants non tirés au-delà du calendrier de tirage initial. Par ailleurs, bien qu'affectées par la pandémie de COVID-19 et les restrictions imposées par les gouvernements fédéraux et provinciaux, les opérations de construction, suspendues pour un temps (six semaines au total), sont toujours en cours pour une mise en service prévue au troisième trimestre 2021.

La dépréciation du peso argentin contre le dollar américain, monnaie fonctionnelle des entités argentines, a en revanche généré des pertes de change latentes, relatives principalement à des crédits de TVA libellés en pesos argentins, en attente de remboursement, affectant le résultat financier consolidé, pour un montant de (8,5) millions d'euros (soit (9,7) millions de dollars américains) sur le projet Altiplano 200 au titre de l'exercice 2020.

Par ailleurs, les règles mises en place par la Banque Centrale de la République d'Argentine au cours du second semestre 2019, visant à restreindre l'accès aux devises étrangères aux entreprises et particuliers argentins afin d'endiguer la dévaluation du peso argentin (ARS) par rapport au dollar américain (USD), ont pour conséquence, à la date de publication des comptes du Groupe, de restreindre substantiellement la possibilité d'achat de dollars sur le marché des changes argentins à des fins de i) remboursements des comptes courants d'actionnaires libellés en USD en faveur du projet Altiplano 200 (s'élevant à 96,2 millions de dollars américains, y compris intérêts courus pour 14,2 millions de dollars américains, au 31 décembre 2020) et ii) paiements de dividendes. Ces restrictions n'affectent pas en revanche les paiements, au titre du service des dettes libellées en USD (remboursement en principal ou intérêt), en faveur des prêteurs étrangers sur ce projet.

Dans ce contexte, l'absence de perspectives de recouvrement rapide de l'intégralité des crédits de TVA en attente de remboursement en dépit de la réalisation des formalités administratives nécessaires par le Groupe, et le maintien prolongé du contrôle des changes ont été considérés par le Groupe comme constitutifs d'un *trigger d'impairment* dans le cadre de la clôture annuelle au 31 décembre 2020.

Conformément à la norme IAS 36 « dépréciation d'actifs », le Groupe a ainsi mis en œuvre un test de dépréciation de la valeur comptable des actifs de la centrale Altiplano 200 afin d'identifier d'éventuelles pertes de valeur. Les flux de trésorerie utilisés pour le test reposent principalement sur les hypothèses structurantes suivantes i) les prévisions de production basées sur le modèle technique le plus récent, ii) les projections de revenus assises sur les PPA signés avec CAMMESA, iii) les perspectives d'évolution du dispositif de contrôle des changes iv) les modalités et le calendrier d'apurement progressif des crédits de TVA à recouvrer. L'estimation de la valeur d'utilité a été effectuée en retenant un taux d'actualisation de 12,2 %.

Une perte de valeur a ainsi été comptabilisé pour (13,4) millions d'euros (soit (15,3) millions de dollars américains) dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2020 en dépréciations non courantes.

2.3.1.14 SITUATION DU PROJET EL LLANO

A la date du présent Amendement, la réception technique provisoire (PA – Provisional Acceptance) de la centrale mexicaine d'El Llano n'avait pas encore été prononcée, en raison notamment de retards pris dans la finalisation des opérations de construction, et du fait de délais dans la réalisation des tests pré-opérationnels par le Centre National de Contrôle de l'Énergie (CENACE), qui n'ont été finalisés qu'au quatrième trimestre 2020, entraînant de fait certaines non-conformités documentaires au sens des contrats de financement de cette centrale. En conséquence, les financements mobilisés au titre de ce projet ont été présentés en dettes financières courantes pour un montant de 120,1 millions d'euros, dans les comptes annuels du Groupe.

A la date du présent amendement, le Groupe continue de travailler activement avec le constructeur afin d'amener dès que possible la production de la centrale d'El Llano à des niveaux proches de sa capacité nominale et de procéder à sa réception technique provisoire, de manière à lever ces non-conformités documentaires. La centrale,

qui a commencé à injecter de l'électricité sur le réseau en février 2020, continue par ailleurs à produire de l'électricité vendue sur le marché spot.

2.3.2 COMMENTAIRES SUR L'ACTIVITE

La présentation et les commentaires relatifs au compte de résultat consolidé pour les années 2020 et 2019 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires, l'EBITDA et le résultat opérationnel courant : un premier portant sur le Groupe et un second portant sur les différents segments (Europe-Afrique, Australie et Amériques, au niveau géographique ; éolien, solaire, stockage, ainsi que développement - investissements et éliminations au niveau opérationnel).

Le résultat opérationnel, le résultat financier et les autres éléments du résultat net font l'objet d'une analyse globale.

Compte tenu de la nature de son activité et de son implantation géographique, 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 section 3.1.3 « Risques liés à la situation financière du Groupe » du présent Amendement.

La référence aux variations du chiffre d'affaires ou de l'EBITDA à changes constants ou taux de change constants (« tcc »), signifie que l'impact des variations de taux de change a été retraité, en recalculant les différents postes de l'agrégat concerné de l'exercice considéré sur la base des taux de change constatés au cours de l'exercice précédent.

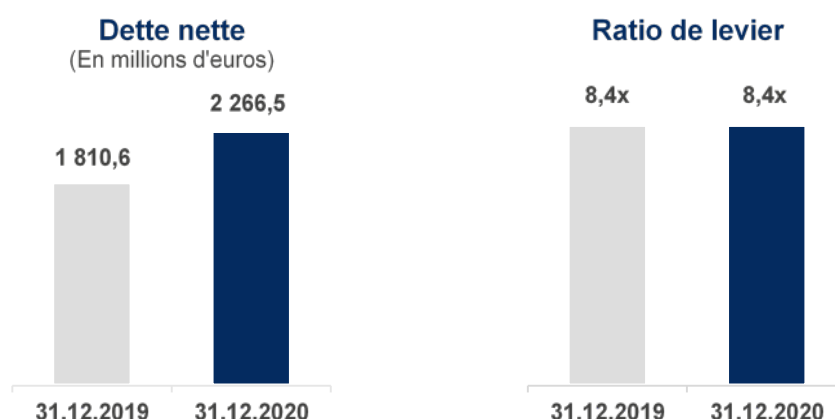
Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont fait l'objet d'un audit par les commissaires aux comptes de la Société et sont présentés dans leur intégralité à la section 4 du présent Amendement.

2.3.2.1 CHIFFRES CLES

(En millions d'euros)	Exercice 2020	Exercice 2020 (tcc)	Exercice 2019	Var (tcc)	Var (tcc) (en %)	Var	Var (en %)
Chiffre d'affaires	298,8	303,4	253,2	+ 50,2	+ 20%	+ 45,6	+ 18%
Dont ventes d'énergies sous contrat	235,1	238,2	214,7	+ 23,5	+ 11%	+ 20,4	+ 10%
Dont ventes d'énergies sur le marché	58,7	60,1	32,7	+ 27,5	+ 84%	+ 26,0	+ 80%
Dont autres produits	5,0	5,1	5,9	- 0,7	- 13%	- 0,8	- 14%
EBITDA ⁽¹⁾	270,4	274,8	216,1	+ 58,7	+ 27%	+ 54,2	+ 25%
Marge d'EBITDA	90%	91%	85%				
Résultat opérationnel courant	160,5	163,3	135,9	+ 27,4	+ 20%	+ 24,6	+ 18%
Résultat opérationnel	142,4	144,8	131,9	+ 12,9	+ 10%	+ 10,5	+ 8%
Résultat financier	(117,7)	(119,4)	(87,0)	- 32,4	- 37%	- 30,7	- 35%
Résultat net des activités poursuivies	3,3	2,7	21,2	- 18,5	- 87%	- 17,9	- 84%
Résultat net des activités non poursuivies	-	-	15,8	- 15,8	- 100%	- 15,8	- 100%
Résultat net de l'ensemble consolidé	3,3	2,7	37,0	- 34,3	- 93%	- 33,7	- 91%
Dont part du Groupe	3,9	3,2	36,0	- 32,8	- 91%	- 32,2	- 89%

(1) L'EBITDA correspond au résultat opérationnel courant retraité des dotations aux amortissements et provisions opérationnels courants. Il exclut donc les activités non poursuivies.

La dette nette et le ratio de levier sont présentés au paragraphe 2.1.1 du présent Amendement.



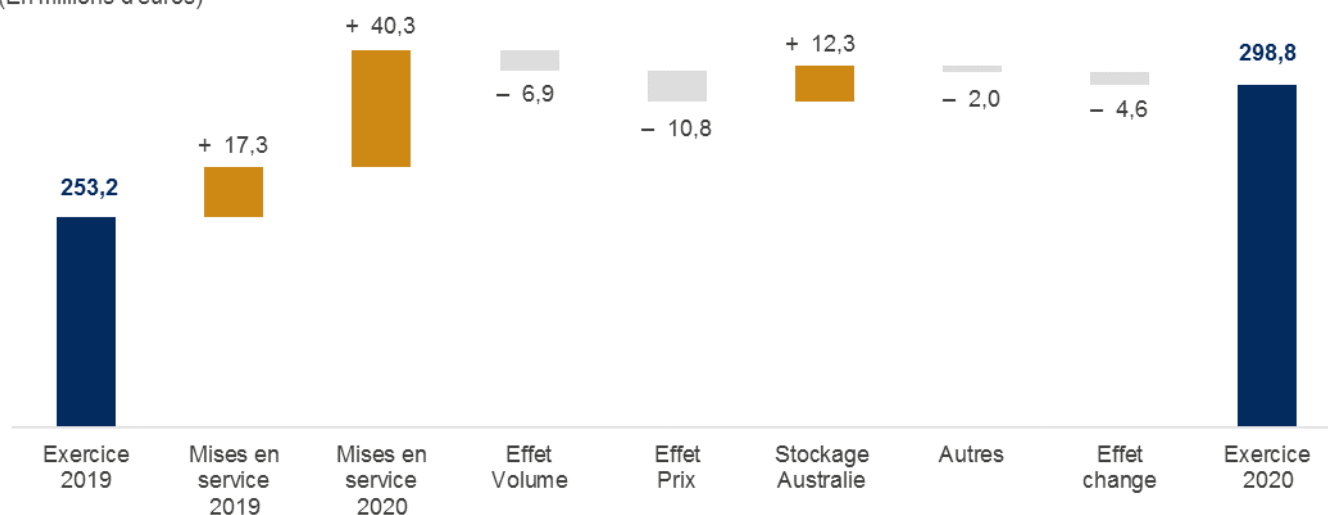
La stabilisation du ratio de levier à 8,4x s'explique par un rythme de progression similaire de la dette nette et de l'Ebitda à hauteur de + 25 %.

2.3.2.2 EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES ET DE L'EBITDA

L'évolution du chiffre d'affaires et de l'EBITDA du Groupe entre l'année 2019 et l'année 2020 se présente comme suit. Les données sont exprimées en millions d'euros.

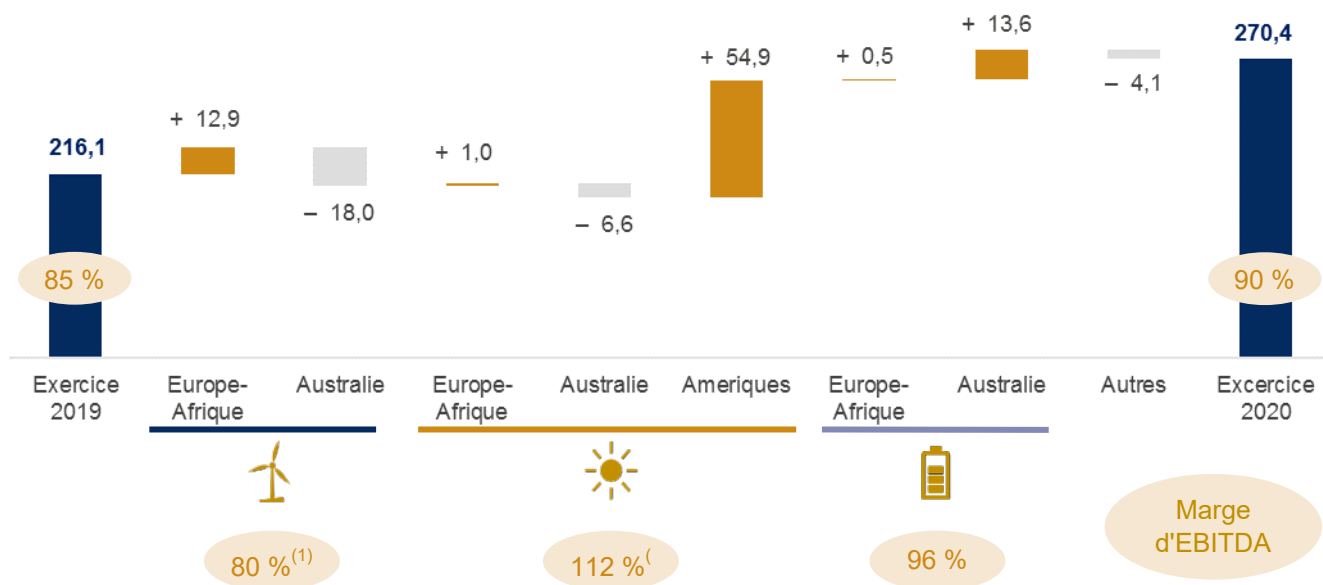
Évolution du chiffre d'affaires

(En millions d'euros)



Évolution de l'EBITDA

(En millions d'euros)



(1) Retraité de l'effet des compensations pour pertes de revenus, les marges d'EBITDA s'élèveraient à 78 % sur l'éolien, 83 % sur le solaire et 94 % sur le stockage.

2.3.2.3 RESULTATS SECTORIELS

Les résultats sectoriels des exercices 2019 et 2020 sont ainsi présentés pour chacun des segments opérationnels du Groupe : éolien, solaire, stockage, développement - investissements et éliminations.

(En millions d'euros)	Chiffre d'affaires				EBITDA ⁽¹⁾				Résultat opérationnel courant			
	Exercice	Exercice	Var	Var	Exercice	Exercice	Var	Var	Exercice	Exercice	Var	Var
Europe - Afrique												
Éolien	64,9	47,6	+ 17,3	+ 36%	50,8	37,9	+ 12,9	+ 34%	23,7	19,4	+ 4,3	+ 22%
Solaire	56,3	53,2	+ 3,0	+ 6%	48,6	47,6	+ 1,0	+ 2%	28,3	30,0	- 1,7	- 6%
Stockage	1,3	0,4	+ 0,8	+ 182%	0,8	0,3	+ 0,5	+ 147%	0,5	0,1	+ 0,4	+ 302%
Total	122,4	101,2	+ 21,2	+ 21%	100,3	85,9	+ 14,4	+ 17%	52,5	49,5	+ 3,0	+ 6%
En %	41% ⁽⁴⁾	41% ⁽⁴⁾			82% ⁽⁵⁾	85% ⁽⁵⁾			43% ⁽⁶⁾	49% ⁽⁶⁾		
Australie												
Éolien	57,0	63,5	- 6,5	- 10%	46,3	64,3	- 18,0	- 28%	27,6	45,6	- 18,1	- 40%
Solaire	41,0	45,3	- 4,2	- 9%	37,5	44,1	- 6,6	- 15%	16,1	25,6	- 9,5	- 37%
Stockage	31,5	20,1	+ 11,4	+ 57%	30,6	17,1	+ 13,6	+ 79%	23,3	11,9	+ 11,4	+ 95%
Total	129,5	128,8	+ 0,7	+ 1%	114,5	125,5	- 11,0	- 9%	67,0	83,2	- 16,2	- 19%
En %	43% ⁽⁴⁾	51% ⁽⁴⁾			88% ⁽⁵⁾	97% ⁽⁵⁾			52% ⁽⁶⁾	65% ⁽⁶⁾	52%	65%
Amériques												
Éolien	-	-	N/A	N/A	(0,0)	-	- 0,0	N/A	(0,0)	-	- 0,0	N/A
Solaire	46,2	20,6	+ 25,6	+ 124%	75,0	20,0	+ 54,9	+ 274%	54,7	14,1	+ 40,6	+ 288%
Total	46,2	20,6	+ 25,6	+ 124%	75,0	20,0	+ 54,9	+ 274%	54,7	14,1	+ 40,6	+ 288%
En %	16% ⁽⁴⁾	8% ⁽⁴⁾			162% ⁽⁵⁾	97% ⁽⁵⁾			118% ⁽⁶⁾	68% ⁽⁶⁾		
Développement - Investissement												
Développement et investissements	70,1	64,9	+ 5,1	+ 8%	(0,6)	(4,5)	+ 4,0	+ 87%	(3,6)	(7,4)	+ 3,8	+ 52%
Éliminations ⁽³⁾	(69,4)	(62,4)	- 7,0	- 11%	(18,8)	(10,7)	- 8,1	- 76%	(10,1)	(3,5)	- 6,5	- 186%
Total	0,7	2,5	- 1,8	- 74%	(19,4)	(15,3)	- 4,1	- 27%	(13,6)	(10,9)	- 2,7	- 25%
TOTAL	298,8	253,2	+ 45,6	+ 18%	270,4	216,1	+ 54,2	+ 25%	160,5	135,9	+ 24,6	+ 18%
Dont éolien	121,9	111,1	+ 10,9	+ 10%	97,2	102,2	- 5,1	- 5%	51,2	65,0	- 13,8	- 21%
Dont solaire	143,5	119,1	+ 24,4	+ 20%	161,2	111,8	+ 49,4	+ 44%	99,1	69,7	+ 29,4	+ 42%
Dont stockage	32,7	20,5	+ 12,2	+ 60%	31,4	17,4	+ 14,0	+ 80%	23,8	12,1	+ 11,7	+ 97%

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

(2) Le chiffre d'affaires de ce secteur est essentiellement réalisé à partir des ventes de services aux autres entités du Groupe (éliminées en consolidation, à l'exception des montants facturés aux entités non consolidées par intégration globale par le Groupe) et également des ventes de services à des tiers.

(3) Les éliminations concernent principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen S.A. à ses sociétés de projet au titre du développement, de la supervision et de la gestion administrative des centrales ainsi que l'activation des coûts de développement conformément à IAS 38 « Immobilisations incorporelles ».

(4) Les pourcentages correspondent à la contribution de chaque zone géographique au chiffre d'affaires du Groupe (hors Développement - Investissements et Éliminations).

(5) Les pourcentages correspondent au rapport entre l'EBITDA et le chiffre d'affaires par zone géographique (marge d'EBITDA).

(6) Les pourcentages correspondent au rapport entre le résultat opérationnel courant et le chiffre d'affaires par zone géographique (marge opérationnelle courante).

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé du Groupe s'est élevé à 298,8 millions d'euros en 2020 (303,4 millions d'euros à taux de change constants), en hausse de + 45,6 millions d'euros, soit + 18 % par rapport à 2019 (et + 20 % à taux de change constants). Cette croissance s'explique principalement par la contribution en année pleine des nouvelles capacités ajoutées au cours de l'année 2019 en Irlande, en Australie, en Jamaïque, en France et en Zambie, et par celle, au *prorata temporis*, des nouvelles centrales mises en service en 2020 au Salvador, au Mexique, en Finlande, en Australie et en France. Elle résulte également de la forte progression du chiffre d'affaires de l'activité de stockage au premier trimestre, liée à des conditions spécifiques et non récurrentes en Australie.

Le segment solaire est resté le premier contributeur au chiffre d'affaires consolidé du Groupe (48 % en 2020 contre 47 % en 2019).

Le chiffre d'affaires de ce segment s'est élevé à 143,5 millions d'euros en 2020, en hausse de + 24,4 millions d'euros, soit + 20 % par rapport à 2019. Ceci résulte :

- de la forte progression du chiffre d'affaires de la zone Amériques (+ 25,6 millions d'euros), provenant essentiellement de la contribution en année pleine des centrales mises en service en 2019 en Jamaïque (2,7 millions d'euros) et des nouvelles centrales mises en service en 2020 au Mexique et au Salvador (23,9 millions d'euros) ;
- de la hausse du chiffre d'affaires de la zone Europe-Afrique (+ 3 millions d'euros), résultant essentiellement de la contribution en année pleine des centrales mises en service en 2019 en France et en Zambie (2,6 millions d'euros) et des nouvelles centrales mises en service en 2020 en France (1,8 million d'euros) ; et
- du recul de la contribution de l'Australie (- 4,2 millions d'euros) résultant de conditions d'ensoleillement défavorables sur l'ensemble de la période, d'une moindre disponibilité d'un actif australien au premier semestre du fait de travaux de rénovation sur le réseau qui sont désormais achevés, ainsi que de la baisse des prix de marché sur les trois derniers trimestres 2020 par rapport à l'année précédente.

Le segment éolien a représenté 41 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2020 (contre 44 % en 2019).

Le chiffre d'affaires de ce segment s'est établi à 121,9 millions d'euros, en progression de + 10,9 millions d'euros, soit + 10 % par rapport à 2019. Cette hausse reflète principalement :

- la forte croissance du chiffre d'affaires de la zone Europe-Afrique (+ 17,3 millions d'euros), portée par la contribution des capacités ajoutées en Irlande et en France en 2019 ainsi que par les mises en service en Finlande et en France en 2020 ; et
- le recul du chiffre d'affaires de l'Australie (- 6,5 millions d'euros), provenant essentiellement de la baisse du prix moyen capté par le parc de Hornsdale 3 sur les 9 premiers mois de l'année 2020 par rapport à la même période en 2019. Celui-ci avait en effet temporairement bénéficié de la vente d'énergie à court terme avant l'entrée en vigueur de son contrat d'achat à long terme en octobre 2019. L'Australie a par ailleurs bénéficié du chiffre d'affaires *early generation* enregistré sur le deuxième semestre 2020 par la centrale australienne de Bulgana.

Le segment stockage a représenté 11 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2020 (contre 8 % en 2019).

Le chiffre d'affaires de ce segment a fortement augmenté contribuant à hauteur de 32,7 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2020, en croissance de + 12,2 millions d'euros, soit + 60 % par rapport à 2019. Cette très forte progression est essentiellement liée à un événement exceptionnel intervenu au cours du premier trimestre 2020 en Australie. En effet, la coupure d'une ligne d'interconnexion entre l'État de South Australia et celui de Victoria à la suite d'une tornade à la fin du mois de janvier 2020 a créé des conditions spécifiques générant un fort revenu à caractère non-récurrent.

En revanche, le Groupe a enregistré sur les trois derniers trimestres de l'année une baisse de chiffre d'affaires par rapport à 2019, en raison de conditions de marché moins favorables en Australie pour les ventes de services réseaux (FCAS).

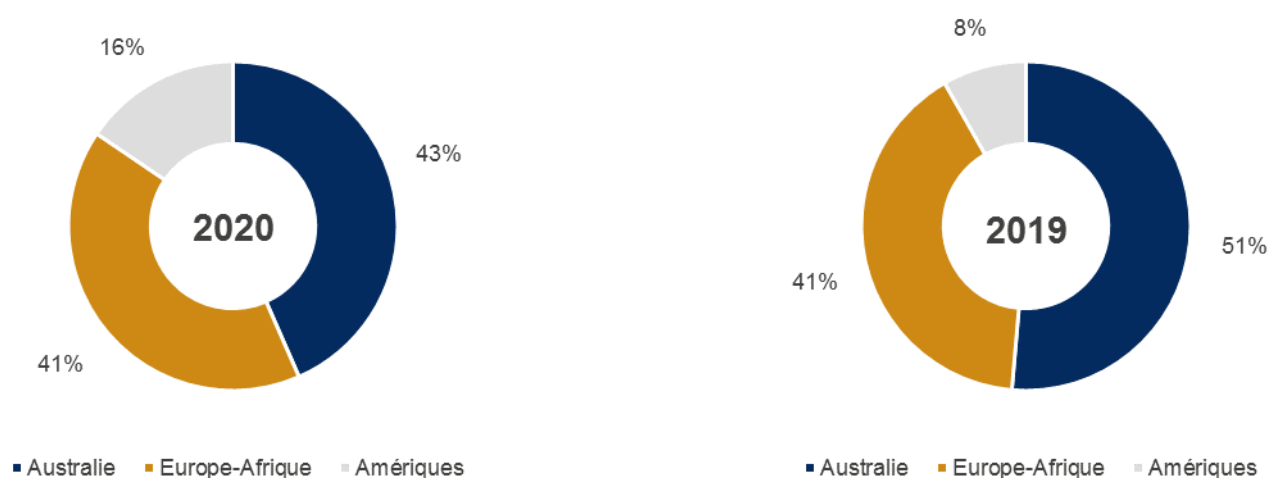
Le segment développement-investissements et éliminations a représenté un chiffre d'affaires de 0,7 million d'euros en 2020 contre 2,5 millions d'euros en 2019, soit une baisse de – 1,8 millions d'euros.

Cette évolution s'explique par des facturations de services à des tiers plus élevées en 2019 qu'en 2020.

L'Australie a été le premier contributeur au chiffre d'affaires du Groupe en 2020, mais voit sa part relative diminuer (43 % en 2020 contre 51 % en 2019) sous l'effet de la forte croissance de la zone Amériques (16 % du chiffre d'affaires Groupe en 2020 contre 8 % en 2019), conséquence directe d'une importante progression des capacités mises en service en 2019 et en 2020 sur cette zone.

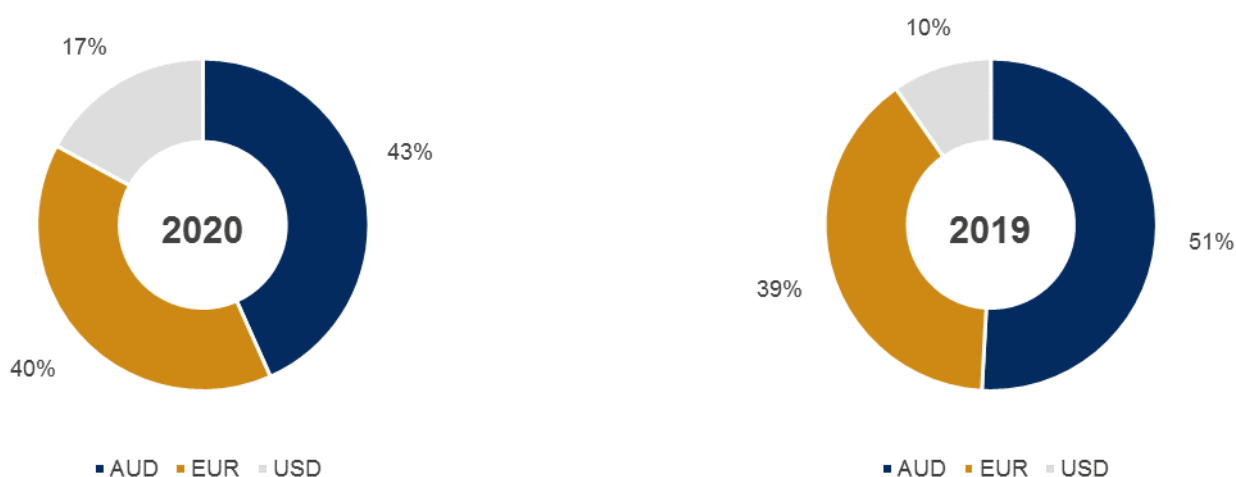
En 2020, la part des ventes d'énergie sur le marché a atteint 20 % du chiffre d'affaires consolidé (11 % hors contribution du segment stockage), un niveau temporairement élevé qui s'explique essentiellement par la part non-récurrente des revenus générés par l'activité de stockage en Australie au premier trimestre. Neoen a de plus bénéficié du chiffre d'affaires *early generation* des centrales de Capella au Salvador, de Hedet en Finlande et d'El Llano au Mexique avant l'entrée en vigueur de leur PPA et de celui de la centrale Bulgana en Australie au second semestre.

Répartition du chiffre d'affaires par zone géographique ⁵



⁵ Hors Développement - Investissements et Eliminations.

Répartition du chiffre d'affaires par devise



EBITDA

En 2020, l'EBITDA consolidé du Groupe s'est élevé à 270,4 millions d'euros (274,8 millions d'euros à taux de change constants), en hausse de + 54,2 millions d'euros, soit + 25 % par rapport à 2019. Cette progression est notamment portée par la croissance du chiffre d'affaires du Groupe de + 45,6 millions d'euro par rapport à 2019 (se référer à l'analyse du chiffre d'affaires faite précédemment). Elle provient par ailleurs de la reconnaissance d'indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de certains projets au cours de l'exercice (principalement sur les zones Amériques, Australie et dans une moindre mesure en Europe-Afrique) et comptabilisées en autres produits opérationnels courants dans les états financiers du Groupe.

La marge d'EBITDA du Groupe s'est établie à 90 % en 2020 contre 85 % en 2019. Cette progression résulte de la reconnaissance des indemnités contractuelles pré-mentionnées et de la forte augmentation de la marge d'EBITDA de l'activité de stockage, en lien avec la performance exceptionnelle de cette activité en Australie au cours du premier trimestre 2020.

Le segment solaire a contribué à hauteur de 161,2 millions d'euros à l'EBITDA du Groupe, en hausse de + 49,4 millions d'euros, soit + 44 % par rapport à 2019. Cette progression résulte essentiellement :

- de la croissance du chiffre d'affaires de ce segment de + 24,4 millions d'euros, portée principalement par les zones Amériques et Europe-Afrique (se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires ci-avant) ;
- de l'augmentation des indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de certains projets entre 2019 et 2020 à hauteur de + 30 millions d'euros, essentiellement sur la zone Amériques ; et
- de la hausse des charges d'exploitation, de - 4,9 millions d'euros, essentiellement sur la zone Amériques du fait de la forte progression de l'activité sur cette zone.

La marge d'EBITDA de ce segment s'établit ainsi à 112 % en 2020 contre 94 % en 2019.

Le segment éolien a contribué à hauteur de 97,2 millions d'euros à l'EBITDA du Groupe, en baisse de - 5,1 millions d'euros, soit - 5 % par rapport à 2019.

Ce recul s'explique principalement par une moindre performance de la zone Australie (- 18 millions d'euros) due :

- à la diminution de son chiffre d'affaires (- 6,5 millions d'euros), provenant essentiellement de la baisse du prix moyen capté par le parc Hornsdale 3 ;
- à une moindre reconnaissance d'indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffres d'affaires liées à des retards de mise en service (- 10,8 millions d'euros) ; et

- à l'augmentation des coûts de services réseau (FCAS) au premier trimestre 2020 pour - 0,7 million d'euros à la suite des conditions spécifiques induites par la coupure d'une ligne d'interconnexion.

L'EBITDA du segment a cependant bénéficié d'une hausse de la performance de la zone Europe-Afrique en 2020 (+ 12,9 millions d'euros), résultant notamment de :

- la croissance du chiffre d'affaires de la zone pour + 17,3 millions d'euros (se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires ci-avant) ; et
- compensée par la hausse des charges d'exploitation, conséquence de la progression de l'activité (- 4,9 millions d'euros).

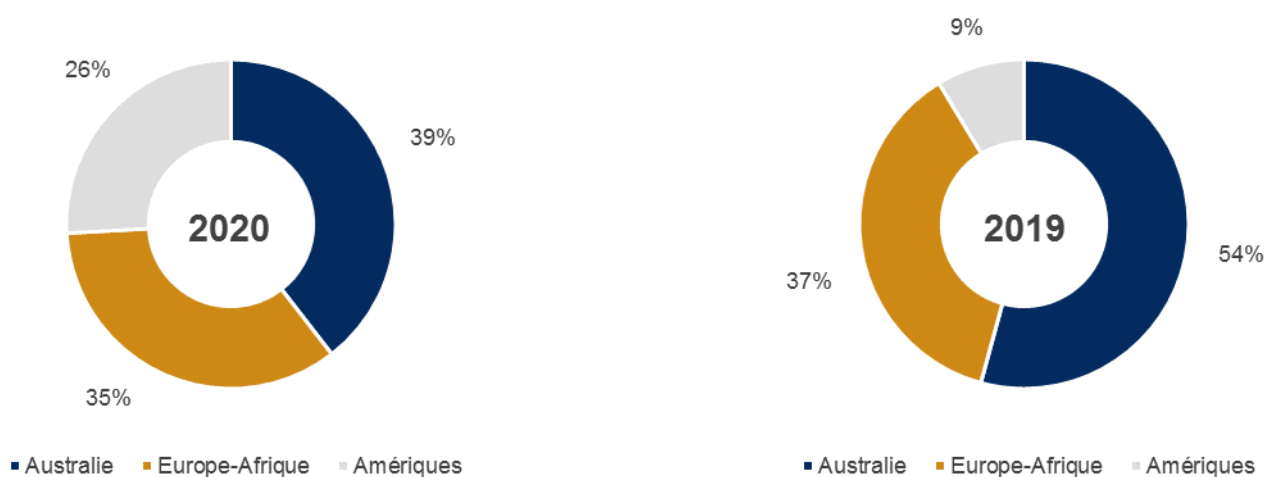
La marge d'EBITDA de ce segment s'établit ainsi à 80 % en 2020 contre 92 % en 2019.

Le segment stockage a généré un EBITDA de 31,4 millions d'euros en 2020, en croissance de + 14 millions d'euros par rapport à 2019, en lien direct avec la progression du chiffre d'affaires observée en Australie et associée à la perturbation du réseau intervenue au cours du premier trimestre 2020. La croissance du chiffre d'affaires ayant permis une meilleure couverture des charges d'exploitation (se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires ci-avant), la marge d'EBITDA s'établit à 96 % en 2020 contre 85 % en 2019.

Le segment développement-investissements et éliminations a contribué à l'EBITDA du Groupe à hauteur de (19,4) millions d'euros en 2020, contre (15,3) millions d'euros en 2019, en lien direct avec la hausse des charges de personnel de + 4,2 millions d'euros, expliquée essentiellement par l'augmentation des effectifs et des charges sociales sur plan d'actions gratuites arrivant à échéance en 2020 (se référer à la section 4.1 - note 8.1 « charges de personnel » des comptes consolidés de l'exercice 2020).

Comme pour le chiffre d'affaires, l'Australie demeure le premier contributeur à l'EBITDA du Groupe en 2020, mais voit sa part relative significativement diminuer (39 % en 2020 contre 54 % en 2019) sous l'effet de la forte croissance de la zone Amériques (26 % de l'EBITDA du Groupe en 2020 contre 9 % en 2019), conséquence directe de la progression de l'activité sur cette zone et de la reconnaissance d'indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de certains projets. Enfin, la zone Europe-Afrique voit sa quote-part diminuer légèrement pour s'établir à 35 % en 2020 contre 37 % en 2019, malgré la croissance de l'activité sur cette zone.

Répartition de l'EBITDA par zone géographique ⁶



⁶ Hors Développement - Investissements et Eliminations.

Résultat opérationnel courant

Le résultat opérationnel courant du Groupe s'est élevé à 160,5 millions d'euros en 2020, en hausse de + 24,6 millions d'euros, soit + 18%. Cette évolution s'explique très majoritairement par la croissance de l'EBITDA (+ 54,2 millions d'euros, soit + 25 %) partiellement compensée par la progression des charges d'amortissement (- 29,6 millions d'euros, soit - 37 %) résultant de la croissance du parc d'actifs en opération, conséquence des mises en service effectuées en 2019 et en 2020 (se reporter à l'analyse de l'EBITDA).

Le segment solaire a contribué au résultat opérationnel courant du Groupe à hauteur de 99,1 millions d'euros, en hausse de + 29,4 millions d'euros, soit + 42 % par rapport à 2019. Ceci résulte essentiellement de la progression de l'EBITDA de ce segment sur la période à hauteur de + 49,4 millions d'euros, soit + 44 % (se reporter à l'analyse de l'EBITDA), compensée partiellement par une progression des charges d'amortissements sur la période (- 19,9 millions d'euros), conséquence directe des mises en service intervenues au cours des exercices 2019 et 2020.

Le segment éolien a contribué au résultat opérationnel courant du Groupe à hauteur de 51,2 millions d'euros, en baisse de - 13,8 millions d'euros, soit - 21 % par rapport à 2019. Ceci résulte du recul de l'EBITDA de ce segment à hauteur de - 5,1 millions d'euros (se reporter à l'analyse de l'EBITDA ci-avant) combiné à la progression des charges d'amortissements sur la période (- 8,7 millions d'euros), conséquence directe des mises en service effectuées au cours des exercices 2019 et 2020.

Le segment stockage a contribué au résultat opérationnel du Groupe à hauteur de 23,8 millions d'euros en 2020, en hausse de + 11,7 millions d'euros par rapport à 2019, conséquence directe de la progression de l'EBITDA de ce segment sur la période à hauteur de + 14 millions d'euros (se reporter à l'analyse de l'EBITDA ci-avant), compensée partiellement par une progression des charges d'amortissement sur la période (- 2,2 millions d'euros), essentiellement liée à la mise en service de l'extension de la batterie Hornsdale Power Reserve au cours du troisième trimestre 2020.

Le segment développement-investissements et éliminations a contribué au résultat opérationnel courant du Groupe à hauteur de (13,6) millions d'euros contre (10,9) millions d'euros en 2019, en lien direct avec l'évolution de l'EBITDA de ce segment sur la période.

2.3.2.4 ANALYSE DES AUTRES POSTES DU COMPTE DE RESULTAT

Du résultat opérationnel courant au résultat opérationnel

(En millions d'euros)	Exercice 2020	Exercice 2019	Var	Var (en %)
Résultat opérationnel courant	160,5	135,9	+ 24,6	+ 18%
Autres produits et charges opérationnels non courants	(4,0)	(5,5)	+ 1,5	+ 27%
Dépréciations d'actifs non courants	(14,1)	1,5	- 15,6	- 1014%
Résultat opérationnel	142,4	131,9	+ 10,5	+ 8%
Effet des variations de taux de change	2,4	0,8	+ 1,6	+ 200%
Résultat opérationnel à changes constants	144,8	132,7	+ 12,1	+ 9%

Résultat opérationnel courant

Cet agrégat fait l'objet d'une analyse au paragraphe 2.3.2.3 du présent Amendement.

Autres produits et charges opérationnels non-courants

Les autres produits et charges opérationnels non courants s'élèvent à (4,0) millions d'euros en amélioration de + 1,5 millions d'euros soit + 27 % et se décomposent comme suit :

(En millions d'euros)	Exercice 2020	Exercice 2019	Var	Var (en %)
Frais de développement antérieurs ⁽¹⁾	(4,1)	(2,4)	- 1,6	- 67%
Résultat des cessions d'actifs ⁽²⁾	0,1	(0,6)	+ 0,8	+ 121%
Autres éléments non récurrents ⁽³⁾	(0,1)	(2,5)	+ 2,4	+ 96%
Total des autres produits et charges opérationnels non courants	(4,0)	(5,5)	+ 1,5	+ 27%

(1) Les frais de développement immobilisés pour lesquels le Groupe, à la suite d'évènements externes hors de son contrôle, considère que les critères d'activation prévus par IAS 38 « Immobilisations incorporelles » ne sont plus respectés, sont comptabilisés en autres charges opérationnelles non courantes sur la période. Ceux-ci sont principalement liés à l'abandon de projets en France, au Mexique, aux Etats-Unis, en Equateur et en Colombie (se reporter à la section 4.1 - notes 10 et 12.2 des comptes consolidés de l'exercice 2020).

(2) En 2019, le résultat des cessions d'actifs correspondait principalement à l'impact de la cession du projet de Montsinery pour (0,5) million d'euros.

(3) En 2019, ce poste comprenait principalement les mises au rebut des stocks d'études d'éolien en mer pour (1,5) millions d'euros, suite à la liquidation de Neoen Marine Développement et les frais d'acquisition de parcs éoliens en Irlande pour (0,8) million d'euros.

Dépréciations d'actifs non courants

En 2020, les dépréciations d'actifs non courants s'élèvent à (14,1) millions d'euros et correspondent principalement à la perte de valeur constatée sur le projet Altiplano 200 (se reporter à la section 4.1 - note 10 « éléments non courants de l'activité opérationnelle » des comptes consolidés de l'exercice 2020).

Résultat opérationnel

Compte tenu des évolutions présentées ci-dessus, le résultat opérationnel du Groupe progresse de + 10,5 millions d'euros soit + 8 %, passant de 131,9 millions d'euros en 2019 à 142,4 millions d'euros en 2020 (144,8 millions d'euros à taux de change constants).

Résultat financier

(En millions d'euros)	Exercice 2020	Exercice 2019	Var	Var (en %)
Coût de l'endettement financier	(101,8)	(79,0)	- 22,8	- 29%
Total autres produits et charges financiers	(15,9)	(8,0)	- 7,8	- 98%
Produits et charges d'intérêts sur prêts d'actionnaires	(0,8)	(0,2)	- 0,5	- 234%
Gains et pertes de change	(9,4)	0,3	- 9,8	- 2 963%
Autres produits et charges financiers	(5,7)	(8,1)	+ 2,5	+ 30%
Résultat financier	(117,7)	(87,0)	- 30,7	- 35%

La dégradation du résultat financier de - 30,7 millions d'euros s'explique principalement par :

- l'augmentation du coût de l'endettement financier de - 22,8 millions d'euros, résultant essentiellement de :

- la hausse des charges d'intérêts sur emprunts à hauteur de - **11,9 millions d'euros**, principalement liée à :
 - l'émission d'OCEANE réalisée en octobre 2019 et à l'émission d'OCEANE Verte réalisée en juin 2020 dont les contributions respectives s'élèvent à - 7,6 millions d'euros⁷ (9,4 millions d'euros en 2020 contre 1,8 million d'euros en 2019) et - 3,1 millions d'euros⁸ (se reporter à la section 4.1 - note 19.1 « résultat financier » des comptes consolidés de l'exercice 2020) ;
 - l'augmentation du nombre de centrales sous financement pour - 10,7 millions d'euros compensé par l'impact positif sur les charges d'intérêts en 2020 résultant des refinancements des centrales Hornsdale en janvier 2020 pour + 3,3 millions d'euros et d'un ensemble de centrales françaises en décembre 2019 pour + 5,5 millions d'euros ; et
- la hausse des charges financières sur instruments dérivés à hauteur de - **9,7 millions d'euros**, correspondant au recyclage en résultat de la juste valeur des instruments financiers dérivés considérés comme efficaces, comptabilisée initialement en autres éléments du résultat global (se reporter à la section 4.1 - note 19.1 « résultat financier » des comptes consolidés de l'exercice 2020) ;

En 2020, le coût de l'endettement financier correspondait ainsi aux charges d'intérêts sur emprunts résultant des financements relatifs aux actifs de production pour (76,4) millions d'euros (contre (64,5) millions d'euros en 2019), aux charges d'intérêts sur instruments dérivés pour (20,1) millions d'euros (contre (10,4) millions d'euros en 2019) et aux charges d'intérêts sur droits d'utilisation pour (5,2) millions d'euros (contre (4,0) million d'euros en 2019).

- l'incidence des effets de change sur le résultat financier à hauteur de - **9,8 millions d'euros**. En 2020, le Groupe a enregistré une perte de change de (8,5) millions d'euros résultant principalement de l'effet de la dévaluation du peso argentin sur des crédits de TVA générés par le projet Altiplano 200 et en attente de remboursement ; et
- l'évolution des autres produits et charges financiers à hauteur de + **2,5 millions d'euros** :
 - en 2020, la charge financière de (5,7) millions d'euros correspond essentiellement à l'incidence du refinancement des projets australiens Hornsdale 1, 2 et 3, qui a généré une charge financière de (4,9) millions d'euros, correspondant à des indemnités et frais de remboursements anticipés supportés au titre de l'extinction de la dette historique;
 - en 2019, la charge financière de (8,1) millions d'euros correspondait essentiellement :
 - à l'impact de la renégociation de la dette du périmètre Arena Solar qui avait conduit à la constatation d'un gain de renégociation de 5,9 millions d'euros ;
 - l'effet du refinancement d'un portefeuille de projets français en exploitation, qui avait généré une charge de (5,6) millions d'euros correspondant à des indemnités et frais de remboursements anticipés supportés au titre de l'extinction des dettes historiques ;
 - aux effets de désactualisation associés notamment à une révision du calendrier de paiement de certaines dépenses d'investissement. Celles-ci bénéficiaient en effet contractuellement d'un différé de remboursement accordé par un co-contractant, susceptible de s'étaler sur plusieurs années. Compte tenu des performances opérationnelles enregistrées en 2019, elles ont vu, conformément aux stipulations du contrat, leur perspective de remboursement s'accélérer de manière très sensible, générant une charge de désactualisation de (6,6) millions d'euros (contre une charge de désactualisation de (0,2) million d'euros en 2020).

Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur le résultat du Groupe comprend (i) les charges d'impôts exigibles et différées calculées sur la base des résultats générés par les activités poursuivies, (ii) la contribution sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) et (iii) les retenues à la source ne faisant pas l'objet d'un crédit d'impôt. Elle exclut donc les autres prélèvements ou impôts constatés par le Groupe, tels que les taxes locales, comptabilisés en « impôts, taxes et versements assimilés » inclus dans le résultat opérationnel courant.

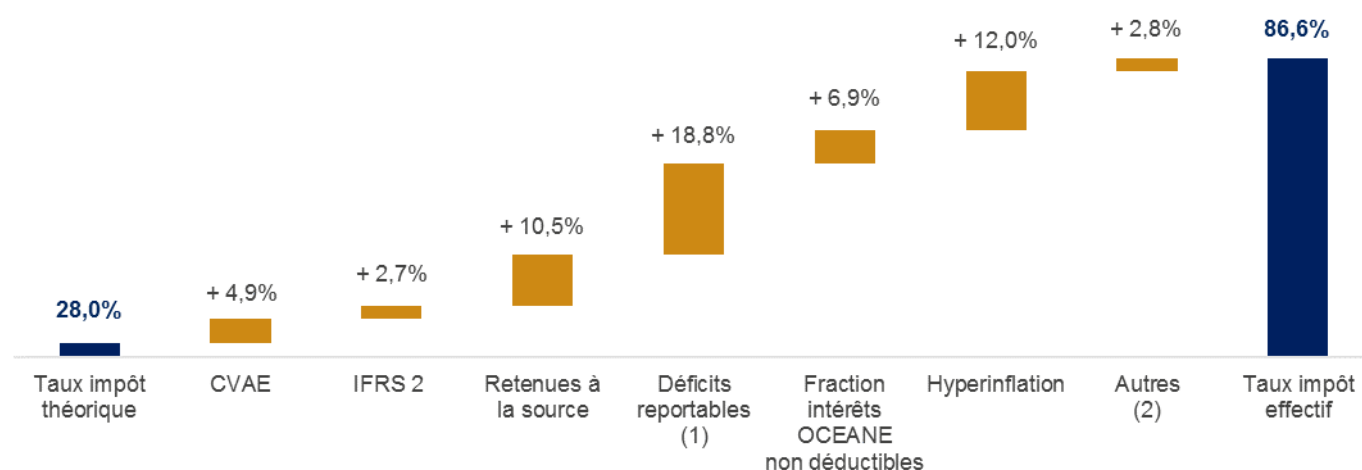
⁷ Le taux d'intérêt effectif de la composante dette s'élève à 4,27 %.

⁸ Le taux d'intérêt effectif de la composante dette s'élève à 5,80 %.

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 et l'effet des mécanismes de sous-capitalisation.

La charge d'impôt s'élève à (21,4) millions d'euros en 2020 (dont : (14,5) millions d'euros d'impôt exigible et (6,9) millions d'euros d'impôt différé), contre (23,7) millions d'euros en 2019 (dont : (15,3) millions d'euros d'impôt exigible et (8,4) millions d'euros d'impôt différé). Le taux d'impôt effectif progresse en effet de manière significative entre 2019 (52,8 %) et 2020 (86,6 %), sous l'effet des facteurs détaillés ci-dessous (se reporter également à la section 4.1 - note 11.2 « impôts sur les résultats » des comptes consolidés de l'exercice 2020).

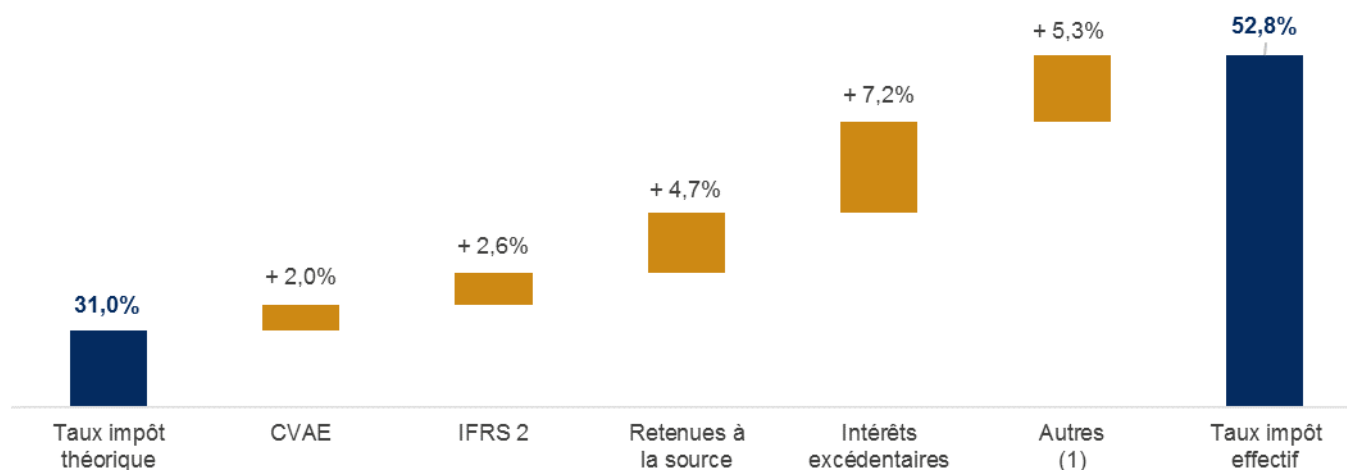
En 2020, la différence entre le taux d'impôt théorique de 28 % et le taux d'impôt effectif de 86,6 % (+ 58,6 points) se décompose comme suit :



(1) Compte tenu des perspectives de bénéfices sur certaines géographies et des limitations temporelles dans l'utilisation des déficits fiscaux, il n'a pas été reconnu d'impôts différés actifs au titre de certaines pertes fiscales.

(2) Ce poste comprend des différences permanentes individuellement non significatives.

En 2019, la différence entre le taux d'impôt théorique de 31 % et le taux d'impôt effectif de 52,8 % (+ 21,8 points) se décomposait comme suit :



(1) Les autres éléments comprenaient principalement l'effet des déficits reportables non activés pour 1,8 %, les quotes-parts de dividendes ainsi que les cessions intragroupes pour 1,2 %, l'effet des différences permanentes pour 1,2 % et l'impact des différences de taux d'imposition et des changements de taux pour 1,0 %.

Résultat net des activités poursuivies

Compte tenu des facteurs présentés ci-dessus, le résultat net des activités poursuivies du Groupe recule de – 17,9 millions d'euros, pour passer de 21,2 millions d'euros en 2019 à 3,3 millions d'euros en 2020.

Résultat net des activités non poursuivies

Le résultat net des activités non poursuivies s'élevait à 15,8 millions d'euros en 2019 et correspondait au résultat de cession de l'activité biomasse, définitivement cédée le 4 septembre 2019.

Résultat net attribuable à la part du Groupe

Compte tenu de ces évolutions, le résultat net part du Groupe a reculé de - 32,1 millions d'euros, passant de 36,0 millions d'euros en 2019 à 3,9 millions d'euros en 2020.

Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élevait à (0,5) million d'euros sur l'exercice 2020 contre 1 million d'euros un an auparavant. Il représente la quote-part des autres actionnaires dans le résultat dégagé par les sociétés où Neoen n'est pas le seul actionnaire, principalement en Australie et en Jamaïque.

2.3.2.5 BILAN CONSOLIDE SIMPLIFIE

(En millions d'euros)	31.12.2020	31.12.2019	Var	Var (en %)
Actifs non courants	3 212,0	2 761,0	+ 451,0	+ 16%
Dont immobilisations corporelles	2 838,7	2 387,3	+ 451,4	+ 19%
Actifs courants	565,1	624,7	- 59,6	- 10%
Dont trésorerie et équivalents de trésorerie	374,9	460,5	- 85,6	- 19%
Total de l'actif	3 777,1	3 385,7	+ 391,4	+ 12%
Capitaux propres ⁽¹⁾	641,6	680,5	- 38,9	- 6%
Dettes financières ⁽²⁾	2 749,4	2 414,6	+ 334,9	+ 14%
Dont Emprunts bancaires - financements des projets	1 948,7	1 757,9	+ 190,8	+ 11%
Dont financements obligataires des projets	154,4	199,5	- 45,2	- 23%
Dont financements corporate	339,4	194,6	+ 144,8	+ 74%
Total du passif	3 777,1	3 385,7	+ 391,4	+ 12%

(1) Les mouvements affectant les capitaux propres du Groupe au cours des exercices 2019 et 2020 sont détaillés dans le tableau de variation des capitaux propres consolidés et la note associée (se reporter au paragraphe 4.1.4 du présent Amendement et à la section 4 - note 17 « capitaux propres et instruments dilutifs » des comptes consolidés de l'exercice 2020).

(2) Les dettes financières font l'objet d'une analyse spécifique au paragraphe 2.4.4 du présent Amendement.

Les actifs corporels enregistrent une hausse de 19 % sur la période du fait de la progression au cours de l'exercice 2020 des volumes de projets en exploitation et en construction (se reporter à la section 4 - note 12.3 « Immobilisations corporelles » des comptes consolidés de l'exercice 2020 et au paragraphe 2.3.1.1 du présent Amendement). Les investissements réalisés par le Groupe sont détaillés au paragraphe 2.4.8.2 du présent Amendement.

La baisse de la trésorerie du Groupe à hauteur de - 85,6 millions d'euros sur la période résulte essentiellement de l'évolution des disponibilités :

- de Neoen S.A. (60,4 millions d'euros ; en baisse de - 125 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2019), conséquence principalement des investissements réalisés en 2020 sous forme d'apports en fonds propres et en comptes courants dans les nouveaux projets pour (335,6) millions d'euros, partiellement compensés par l'émission d'une OCEANE Verte d'un montant brut de 170 millions d'euros en juin 2020 et des remontées de trésorerie (pour 48 millions d'euros) provenant des sociétés projets, liées aux flux de trésorerie nets générés par les centrales en exploitation et au refinancement des centrales Hornsdale 1, 2 et 3, .
- des sociétés de projets et holdings associées (293,3 millions d'euros, en hausse de + 48,7 millions d'euros sur l'exercice 2020), résultant :
 - de tirages de dettes seniors et d'apports en fonds propres venant financer les investissements dans les actifs de production ;
 - des flux de trésorerie générés par l'activité, ayant notamment vocation à assurer le remboursement des financements de projets et la rémunération des apports effectués par les actionnaires, pour les actifs en exploitation ; et

- de holdings portant des dettes juniors (soit 20,6 millions d'euros, en baisse de – 9,3 millions d'euros), liées aux flux de trésorerie générés par les excédents de trésorerie remontant des actifs de production, permettant de rembourser les échéances de dettes juniors et de rémunérer les apports actionnaires.

La baisse des capitaux propres de - 38,9 millions d'euros provient essentiellement :

- de la constatation du résultat de la période pour + 3,3 millions d'euros ;
- de l'impact de l'émission d'OCEANE Verte réalisée en juin 2020, correspondant à la composante capitaux propres de cet instrument composé au sens des normes IFRS, pour un montant net de frais de + 24,9 millions d'euros;
- de la variation négative des autres éléments du résultat global de – 55,8 millions d'euros, résultant principalement de la variation :
 - des différences de conversion pour (25,5) millions d'euros, dont - 31,2 millions d'euros correspondant à l'évolution défavorable du taux de change du dollar américain et + 5,7 millions d'euros à l'évolution favorable du taux de change du dollar australien ;
 - de la juste valeur (ainsi que de l'effet du recyclage) des instruments dérivés, nette d'impôts différés, conséquence directe de la diminution des taux d'intérêt de marché sur la période pour - 30,3 millions d'euros en 2020 ; et
- du versement de dividendes aux actionnaires minoritaires, principalement en Australie, à hauteur de (10,9) millions d'euros.

La structure financière du Groupe est solide : 88 % de l'endettement financier total du Groupe à fin décembre 2020 est adossé aux centrales de production d'électricité, financées très majoritairement par de la dette projet long terme en devises fortes (euro, dollar américain et dollar australien). Les dettes financières sont détaillées au paragraphe 2.4.4 du présent Amendement.

2.4 FINANCEMENTS ET INVESTISSEMENTS

La section 2.4 intitulée « *Financements et investissements* » du Document d'Enregistrement Universel est amendée et complétée par ce qui suit, pour ce qui concerne l'exercice 2020.

2.4.1 POLITIQUE DE FINANCEMENT ET GESTION DE LA TRÉSORERIE

Les besoins en trésorerie du Groupe proviennent principalement de son activité d'investissement dans le développement et dans la construction d'installations éoliennes, solaires et de stockage ainsi que 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.

Le Groupe répond à ses besoins en trésorerie pour la construction de ses installations principalement par le biais de financements de projets sans recours ou à recours limité, et à long-terme, sauf exception, au niveau des sociétés de projets ou des holdings qui les détiennent et d'emprunts mezzanines au niveau de sociétés holding intermédiaires. Cet endettement est ensuite remboursé au travers des flux de trésorerie générés par les sociétés de projets portant des actifs en opération, dont les ressources proviennent très majoritairement de la vente d'énergie dans le cadre de contrats long terme (PPA) et dans une moindre mesure sur les marchés de gros (pour plus de détail se reporter au paragraphe 2.4.2 « financement des projets »).

Le Groupe structure l'endettement de ses projets dans la devise des flux de revenus attendus de ces projets.

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 et provenant des projets.

Au cours du premier semestre 2020, le Groupe a procédé à la toute première émission d'obligations convertibles vertes en Europe pour un montant nominal d'environ 170 millions d'euros, à échéance 2025, dans le cadre d'un Green Bond Framework (document cadre) encadrant ses conditions d'utilisation, renforçant ainsi son engagement en faveur de la finance durable. Cette opération faisait suite à la première émission, au cours du deuxième semestre 2019 d'un emprunt obligataire convertible d'un montant nominal d'environ 200 millions d'euros, à échéance 2024. Ces émissions ont notamment pour but de financer le développement du Groupe en vue d'atteindre son objectif de capacité à fin 2021 (plus de 5 GW de capacité en construction ou en opération) tout en optimisant son bilan selon l'objectif communiqué d'un ratio de levier financier désormais supérieur à 70 %⁹ du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit corporate ou mise en place au niveau de sociétés de projets dédiées, sous forme de dette senior ou mezzanine se reporter aux paragraphes 2.3.1 « faits marquants de la période » et 2.2 « perspectives et tendances » du présent Amendement).

Le Groupe a par ailleurs mis en place en mars 2020 un crédit syndiqué pour un montant nominal de 200 millions d'euros, comprenant un emprunt à terme de 125 millions d'euros, et une facilité de crédit revolving d'un montant nominal de 75 millions d'euros, dont les conditions financières sont indexées sur des indicateurs Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG), et à échéance juillet 2024, tous deux non mobilisés au 31 décembre 2020 étant toutefois précisé que la Société a procédé, en janvier 2021, au tirage d'un montant d'environ 50 millions d'euros sur sa facilité de crédit revolving pour financer son fonds de roulement. Cette opération a permis de renforcer les ressources financières du Groupe dans le cadre de l'exécution de sa stratégie de croissance. Elle contribue ainsi à la poursuite de ses investissements dans le développement de nouveaux projets. (se reporter aux paragraphes 2.3.1 « faits marquants de la période » du présent Amendement).

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, la facilité de crédit revolving d'un montant nominal de 75 millions d'euros mise en place en mars 2020, ainsi que les produits associés à son activité de développeur (sous la forme principalement de conventions de développement).

Les besoins en trésorerie liés au développement et à la construction des projets varient en fonction du stade d'avancement d'un projet.

2.4.2 FINANCEMENT DES PROJETS

2.4.2.1 PROCESSUS DE FINANCEMENT

Lorsque le développement d'un projet est suffisamment avancé, le Groupe entame un processus de sondage des prêteurs potentiels, afin d'obtenir des termes de financement compétitifs et de préparer ainsi ses candidatures en vue des procédures d'appel d'offres ou des schémas de contractualisation de la production électrique anticipés. Une fois le contrat ou mécanisme de vente d'électricité conclu, incluant notamment le recours à des contrats d'agrégation, le Groupe procède à la mise en place du financement du projet dans le cadre d'un processus détaillé et structuré, impliquant la réalisation de due diligences par les prêteurs et la négociation des contrats de financement. Dans le cadre de ces négociations, le Groupe s'appuie sur sa direction juridique et son équipe de financement, basées à Paris, pour tous les contrats conclus en dehors de l'Australie, où le Groupe dispose d'une équipe de financement spécifique et d'un support juridique interne local.

2.4.2.2 STRUCTURATION ET PERIMETRE DES FINANCEMENTS

Le Groupe structure le plus souvent le financement de ses projets au travers d'une société de projet dédiée à un projet ou à un groupe de projets. Dans un nombre de cas limité, l'ensemble du projet est détenu par plusieurs sociétés de projet.

⁹ Lors de son *Capital Markets Day* du 11 mars 2021, le Groupe a fait évoluer son objectif de levier financier en % du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit corporate ou mise en place au niveau de sociétés de projets dédiées, sous forme de dette senior ou mezzanine, d'un niveau d'environ 80-85% à un niveau désormais supérieur à 70 %. Cette évolution tient compte du niveau de couverture des coûts des projets par des financements externes telle qu'elle est décrite au chapitre 3 « Risque lié à l'obtention d'accords de financement auprès de différentes sources, en particulier par endettement externe » du présent amendement, et des nouvelles ambitions du Groupe en termes de capacité installée en opération et en construction à horizon 2025, fixée à 10 GW.

Le périmètre de financement concerne ainsi soit des projets individuels, soit des groupes de projets, notamment lorsque les projets sont de petite taille; le Groupe peut alors être amené à regrouper plusieurs projets au sein d'une même structure de financement afin d'obtenir un financement à des conditions plus favorables que celles qui seraient obtenues si le financement était négocié projet par projet, bénéficiant ainsi d'un effet volume et d'une mutualisation des risques (garanties croisées et diversification des ressources).

Les financements souscrits par le Groupe pour le compte de chaque société de projet ou, lorsque plusieurs projets sont financés au travers du même véhicule, pour le compte de chaque véhicule de financement, sont très majoritairement sans recours (ou à « recours limité » en période de construction), sur les actifs de la Société ou les actifs des autres entités du Groupe.

2.4.2.3 EFFET DE LEVIER (LEVERAGE) / TAUX D'ENDETTEMENT (GEARING)

Les projets sont généralement financés par une dette senior, selon les modalités décrites précédemment, (à laquelle s'ajoute, dans certains cas, des financements mezzanine), ainsi que par une contribution en fonds propres, apportée par la Société (et, dans certains cas, par des investisseurs minoritaires).

Certains projets portant des installations de stockage d'électricité, en nombre très limité, et pour lesquels le niveau d'exposition au risque de marché ne permet pas la mise en place d'un financement sans recours dédié, sont financés exclusivement en fonds propres, apportés par la Société.

Le type de prêteur dans ces montages dépend du marché concerné :

- sur les marchés développés, le Groupe a établi des relations solides avec un ensemble de « banques partenaires » telles que KfW Ipex, Société Générale, Groupe BPCE, BNP Paribas, Banque Postale, Clean Energy Finance Corporation, HSBC, NORD/LB ou encore Bpifrance, tout en conservant la flexibilité de choisir parmi d'autres prêteurs, en fonction de l'attractivité de leurs propositions de financement ;
- sur les marchés en développement, le Groupe travaille principalement avec des banques de développement ainsi que ses banques partenaires. Ces prêteurs comprennent, notamment, Proparco, Inter-American Development Bank, la Société financière internationale (faisant partie de la Banque Mondiale) et la Development Finance Corporation.

Les conditions de prêt, et en particulier le niveau d'endettement d'un projet donné, dépendent de divers facteurs, comme les flux de trésorerie anticipés, la localisation du projet ou encore les risques de contrepartie et de marché.

Sur la base des facteurs décrits ci-dessus, ainsi que d'autres facteurs, les prêteurs déterminent le ratio minimum de couverture du service de la dette (*minimum debt service coverage ratio*), c'est-à-dire le montant maximal des flux de trésorerie prévisionnels du projet qu'ils sont prêts à financer. Dans certains cas, les prêteurs détermineront également un taux d'endettement maximum (*maximum gearing ratio*) afin d'assurer un pourcentage minimum de fonds propres dans le projet concerné.

2.4.3 INDICATEURS SUIVIS PAR LE GROUPE

La durée résiduelle moyenne des financements de projet consentis, au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en exploitation, se présente comme suit :

Durée résiduelle moyenne pondérée par l'endettement (en années)	Solaire	Eolien	Total
AUD	13,6	21,0	18,0
EUR	16,3	14,0	15,1
USD	15,4	N/A	15,4
TOTAL 31.12.2020	15,2	17,6	16,3
TOTAL 31.12.2019	16,0	15,6	15,8

L'augmentation de la durée résiduelle moyenne constatée sur le segment éolien entre l'exercice 2019 et l'exercice 2020 s'explique principalement par l'effet du refinancement des parcs éoliens Hornsdale 1, 2 et 3 en Australie.

Le ratio moyen pondéré du montant de la dette projet levée par rapport aux dépenses d'investissement réalisées pour le développement et la construction des projets, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en exploitation au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019, se présente comme suit :

Ratio dette projet / Dépenses d'investissement	Solaire	Eolien	Total
AUD	65%	92%	78%
EUR	90%	72%	80%
USD	71%	N/A	71%
TOTAL 31.12.2020	75%	81%	78%
TOTAL 31.12.2019	77%	74%	75%

L'évolution constatée entre le 31 décembre 2019 et le 31 décembre 2020 sur le segment éolien s'explique principalement par l'effet du refinancement des parcs éoliens Hornsdale 1, 2 et 3 en Australie.

Par ailleurs, le ratio de levier en pourcentage du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit corporate ou mise en place pour le financement de ses projets était de plus de 80 % au 31 décembre 2020.

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, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en opération, se présente comme suit :

Taux d'intérêt moyen pondéré des financements de projet <i>all-in</i>	Solaire	Eolien	Total
AUD	4,7%	3,3%	3,9%
EUR	1,8%	1,9%	1,8%
USD	6,7%	N/A	6,7%
TOTAL 31.12.2020	4,0%	2,6%	3,4%
TOTAL 31.12.2019	3,9%	3,4%	3,7%

La diminution constatée entre l'exercice 2019 et l'exercice 2020 traduit essentiellement le maintien d'un contexte de taux d'intérêt relativement bas, et l'effet du refinancement des parcs éoliens Hornsdale 1, 2 et 3 en Australie (se reporter au paragraphe 2.3.1 « faits marquants de la période » du présent Amendement).

Par ailleurs, au 31 décembre 2020, le taux d'intérêt moyen pondéré des différentes dettes du Groupe (dettes projets, dettes mezzanines et dettes corporate) était d'environ 2,1 % en euros, 4,4 % en dollars australiens, et 6,4 % en dollars américains. Ce taux d'intérêt moyen est (i) calculé sur la base de tous les financements à date (dette signée, en tirage, en remboursement, consolidée), (ii) pondéré sur la base de l'encours de dette au 31 décembre 2020, (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, (iv) hors frais de structuration des financements.

Pour rappel, au 31 décembre 2019, le taux d'intérêt moyen pondéré des différentes dettes du Groupe (dettes projets, dettes mezzanines et dettes corporate) était d'environ 2,3 % en euros, 5,1 % en dollars australiens, et 6,8 % en dollars américains.

Au 31 décembre 2020, le taux d'intérêt moyen global pour le Groupe était d'environ 3,7 % contre environ 4,2 % au 31 décembre 2019, en raison notamment d'un contexte de taux d'intérêt relativement bas et de l'émission d'OCEANE Verte en juin 2020 à un taux d'intérêt annuel de 2 %¹⁰.

Les conditions d'emprunts et la structure de financement du Groupe sont détaillées en section 4.1 - note 19 « financement et instruments financiers » des comptes consolidés de l'exercice 2020.

¹⁰ Le taux d'intérêt effectif de la composante dette s'élève à 5,8 %.

2.4.4 PASSAGE DE L'ENDETTEMENT FINANCIER CONSOLIDÉ A LA DETTE NETTE

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

(En millions d'euros)	31.12.2020	31.12.2019	Var	Var (en %)
Total dettes financières ⁽¹⁾	2 749,4	2 414,6	+ 334,9	+ 14%
Investisseurs minoritaires et autres ⁽²⁾	(29,2)	(30,4)	+ 1,2	+ 4%
Total dettes financières ajustées	2 720,2	2 384,1	+ 336,1	+ 14%
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(374,9)	(460,5)	+ 85,6	+ 19%
Dépôts de garantie ⁽³⁾	(76,6)	(111,0)	+ 34,4	+ 31%
Instruments dérivés actifs – effets des couvertures ⁽⁴⁾	(2,2)	(2,0)	– 0,2	– 11%
Autres créances	(0,0)	(0,0)	– 0,0	– 1%
Total dette nette	2 266,5	1 810,6	+ 455,9	+ 25%

(1) Comprend essentiellement les dettes liées au financement des projets, les composantes dettes des emprunts obligataires convertibles émis en 2019 (OCEANE) et en 2020 (OCEANE Verte), les instruments de couverture de risque de taux dont la valeur de marché est négative et les dettes locatives qui sont incluses dans le calcul de la dette nette, en regard d'un EBITDA qui n'inclut pas les charges de loyers (application d'IFRS 16 « contrats de location »). Les dettes financières sont détaillées en note 19.2 des comptes consolidés de l'exercice 2020.

(2) Comprend notamment les prêts d'actionnaires octroyés aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires.

(3) Comprend principalement des dépôts constitués dans le cadre de financements de projets, au titre de comptes de réserve du service de la dette (DSRA), ou dans le cadre de leur construction. La baisse constatée au cours de la période s'explique principalement par le remboursement de DSRA dans des sociétés de projets ou des holdings de financement, et leur remplacement par des garanties, des lettres ou des facilités de crédit. Par ailleurs, de nouveaux DSRA ont été constitués dans le cadre des nouveaux financements réalisés en 2020.

(4) Instruments dérivés de couverture de risque de taux ayant une valeur de marché positive. Les instruments de couverture de risque de taux dont la valeur de marché est négative figurent dans le total des dettes financières (se reporter à la note 19.2 des comptes consolidés de l'exercice 2020).

Analyse des dettes financières par nature

(En millions d'euros)	Non courantes	Courantes	31.12.2020	Non courantes	Courantes	31.12.2019	Var
Financements seniors des projets	1 696,7	252,0	1 948,7	1 648,4	109,5	1 757,9	+ 190,8
Financements obligataires des projets	140,4	14,0	154,4	173,0	26,6	199,5	- 45,2
Dettes locatives	160,8	7,1	167,9	130,5	6,2	136,7	+ 31,2
Financements corporate	325,4	14,0	339,4	190,6	4,0	194,6	+ 144,8
Investisseurs minoritaires et autres	29,2	-	29,2	28,0	2,5	30,4	- 1,2
Instruments dérivés - effets des couvertures	90,2	19,6	109,8	83,8	11,6	95,4	+ 14,4
Total Dettes financières	2 442,8	306,6	2 749,4	2 254,2	160,4	2 414,6	+ 334,9

Financements seniors des projets (+ 190,8 millions d'euros)

Au cours de l'exercice 2020, de nouveaux emprunts ont été émis dans le cadre du financement des projets du Groupe à hauteur de 289,6 millions d'euros, couvrant principalement les centrales El Llano (75,2 millions d'euros) au Mexique, Capella (28,9 millions d'euros) au Salvador, Hornsdale Power Reserve (28,9 millions d'euros) en Australie, Altiplano 200 (12,2 millions d'euros) en Argentine, Hedet (11,3 millions d'euros) en Finlande, ainsi que plusieurs centrales éoliennes (94,8 millions d'euros) et solaires (35 millions d'euros) en France.

À cela s'ajoutent :

- le refinancement des projets Hornsdale 1, 2 et 3 en Australie pour un montant net de frais de 361,1 millions d'euros (ayant donné lieu à (295) millions d'euros de remboursement au titre des dettes de financement de projets précédentes) ;
- les remboursements d'emprunts réalisés au cours de l'exercice 2020 pour (143,4) millions d'euros ;
- l'incidence des effets de changes pour (34,8) millions d'euros ;
- la variation du coût amorti des emprunts pour 8,5 millions d'euros et des intérêts courus pour 4,9 millions d'euros.

Au 31 décembre 2020, il n'est constaté aucune indication que les différentes sociétés financées par des dettes projet et mezzanines ne respectent pas leurs *covenants* de ratios financiers de *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR) minimum, ou de fonds propres minimum¹¹.

Financements obligataires des projets (- 45,2 millions d'euros)

Les financements obligataires comprennent essentiellement des dettes juniors sur des projets. Le recul constaté au cours de l'exercice 2020 correspond principalement au remboursement effectué dans le cadre du refinancement des centrales Hornsdale 1, 2 et 3 pour (23,5) millions d'euros, ainsi qu'au paiement de l'échéance contractuelle de la dette mezzanine portée par Neoen Production 2 pour (22,1) millions d'euros.

Dettes locatives (+ 31,2 millions d'euros)

¹¹ La dette relative au projet El Llano a été reclassée en dette financière courante du fait de certaines non-conformités documentaires au sens des contrats de financement de cette centrale (se reporter au paragraphe 2.3.1 « faits marquants de la période » du présent Amendement).

Chaque dette locative est initialement évaluée à la valeur actuelle des paiements de location qui ne sont pas réglés à la date d'entrée en vigueur, actualisée au taux marginal d'emprunt du preneur. Elle est ensuite remboursée et désactualisée suivant le rythme des paiements des loyers. La hausse des dettes locatives s'explique principalement par l'effet des nouveaux projets entrés en opération sur la période pour 29,9 millions d'euros.

Financements corporate (+ 144,8 millions d'euros)

Au 31 décembre 2019, les financements corporate correspondaient principalement aux OCEANE émises en 2019 pour un montant d'environ 200 millions d'euros. S'agissant d'un instrument composé au sens des normes IFRS, 180,5 millions d'euros (179 millions d'euros nets de frais) avaient été reconnus au titre de la composante dette et 19,5 millions d'euros (19,4 millions d'euros nets de frais) avaient été enregistrés au titre de la composante capitaux propres.

La hausse du poste sur l'exercice 2020 s'explique par l'émission d'OCEANE Verte pour un montant de 170 millions d'euros. S'agissant d'un instrument composé au sens de la norme IAS 32 « instruments financiers : présentation », 144,8 millions d'euros (142,8 millions d'euros nets de frais) ont été reconnus au titre de la composante dette et 25,2 millions d'euros (24,9 millions d'euros nets de frais) enregistrés au titre de la composante *equity* (se référer à la section 4.1 - notes 1.2 et 14 des comptes consolidés de l'exercice 2020).

Investissements minoritaires et autres (- 1,2 millions d'euros)

Ce poste est essentiellement constitué des apports en compte-courant des co-actionnaires pour le financement des projets des entités co-détenues. Les variations de l'exercice 2020 concernent les centrales d'Hedet, et de Mutkalampi en Finlande, et de Paradise Park en Jamaïque.

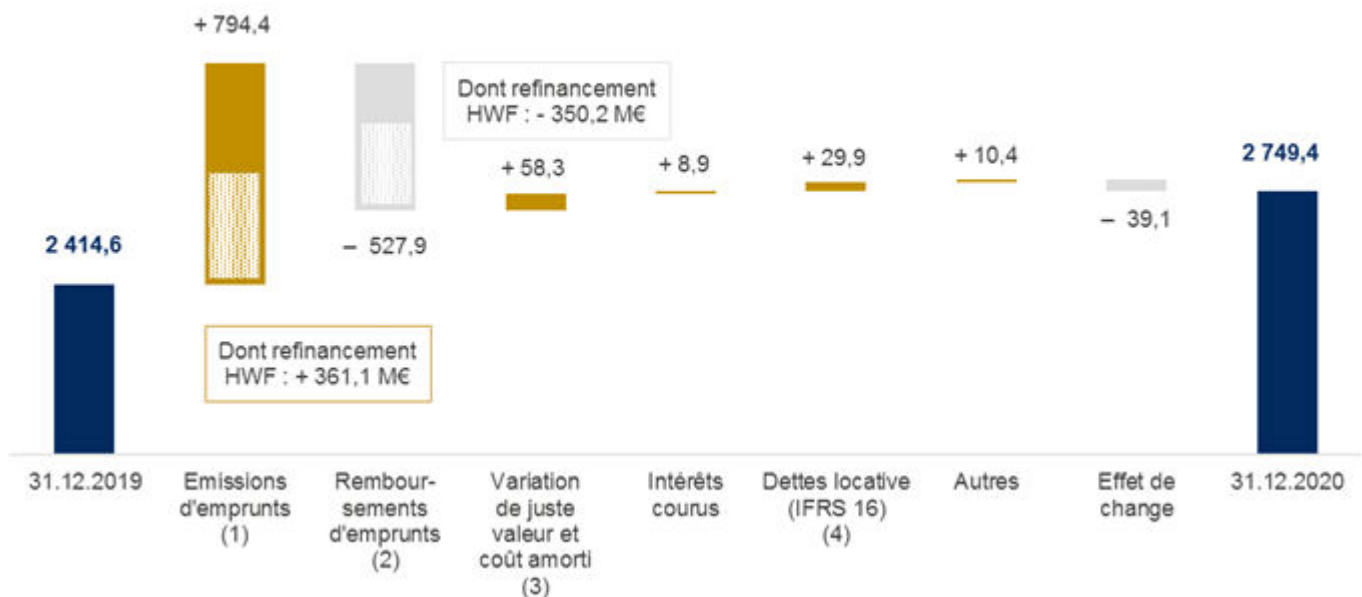
Instruments financiers dérivés (+ 14,4 millions d'euros)

La hausse des instruments financiers dérivés passifs résulte principalement d'une variation de juste valeur négative, impactant favorablement ce contributeur aux dettes financières à hauteur de + 47,7 millions d'euros (conséquence de l'impact conjoint des nouveaux instruments contractés sur la période et de la baisse sensible des taux d'intérêts observée dans la plupart des zones géographiques où opère le Groupe) et de l'impact du refinancement des centrales Hornsdale 1, 2 et 3 à hauteur de (31,7) millions d'euros correspondant à la variation de juste valeur associée au dénouement des swaps historiques.

Évolution des dettes financières du Groupe

L'évolution des dettes financières du Groupe au cours de l'exercice se présente comme suit. Les montants sont exprimés en millions d'euros.

(En millions d'euros)



- (1) Les émissions d'emprunts correspondent essentiellement aux financements des nouveaux projets du Groupe à hauteur de + 289,6 millions d'euros (se reporter au paragraphe « analyse des dettes financières par nature »), à l'émission d'OCEANE Verte à hauteur de + 142,8 millions d'euros (nette de frais) et au refinancement des projets Hornsdale 1, 2 et 3 en Australie pour un montant net de frais de 361,1 millions d'euros.
- (2) Ils comprennent les remboursements d'emprunts réalisés sur la période pour - 177,7 millions d'euros (dont - 143,4 millions d'euros au titre des emprunts bancaires) et le remboursement des dettes liées au refinancement des projets Hornsdale 1, 2 et 3 en Australie pour - 350,2 millions d'euros (dont - 295,0 millions d'euros d'emprunts bancaires, - 23,5 millions d'euros de financements obligataires et - 31,7 millions d'euros de dénouements des swaps historiques).
- (3) Ils comprennent 10,6 millions d'euros de coûts amortis et 47,7 millions de juste valeur.
- (4) La hausse des dettes locatives s'explique par les nouveaux projets entrés en opération sur la période pour 29,9 millions d'euros (se reporter au paragraphe ci-avant « analyse des dettes financières par nature »).

2.4.5 RESTRICTIONS EVENTUELLES A L'UTILISATION DE CAPITAUX

Les contrats de financement de la Société sont soumis au respect d'un certain nombre d'engagements décrits dans la section 3.1.3 « risques liés aux clauses spécifiques des contrats de financement ».

Financements bancaires

Les financements bancaires sans recours mis en place au niveau des sociétés de projets, et les dettes mezzanine existantes au niveau de holdings intermédiaires, prévoient des clauses de restriction de remontée de trésorerie, sous forme de distributions de fonds ou de remboursements d'avances en compte courant, de ces sociétés de projets et ces holdings intermédiaires portant des dettes mezzanine, vers leurs actionnaires. Celles-ci sont fonction principalement du respect de *covenants* financiers, dont notamment, au niveau des sociétés de projet, le respect d'un DSCR (ratio de couverture du service de la dette par des liquidités disponibles) *lock-up*, généralement légèrement supérieur au ratio minimum prévu dans le contrat de financement.

Les financements bancaires sans recours mis en place au niveau des sociétés de projets, prévoient également, dans certains cas, la constitution d'un dépôt de garantie à travers un compte de réserve couvrant une à plusieurs échéances de service de la dette (DSRA). Les remontées de trésorerie aux actionnaires sont généralement restreintes dès lors que ce compte de réserve n'est pas complètement constitué ou reconstitué à l'issue de sa mobilisation.

Covenants financiers

Au 31 décembre 2020, il n'est constaté aucune indication que les différentes sociétés financées par des dettes projet ou dettes mezzanines ne respectent pas leurs *covenants* de ratios financiers de DSCR¹² minimum, ou de fonds propres minimums¹³.

Pour plus d'informations concernant la description des contrats de financement et les risques afférents, se référer au paragraphe 3.1.2 « Risques relatif aux projets en phase de développement et de construction ».

Financements corporate

Le crédit syndiqué mis en place en mars 2020, présente des restrictions spécifiques, soumettant la distribution de dividendes par la Société au respect de deux conditions particulières. D'une part, que cette distribution ne soit mise en paiement qu'à compter du 1^{er} janvier 2022, d'autre part qu'elle ne dépasse pas un certain niveau exprimé en pourcentage du résultat net consolidé du Groupe.

Situation en Argentine

Les règles mises en place par la Banque Centrale de la République d'Argentine au cours du second semestre 2019, visant à restreindre l'accès aux devises étrangères aux entreprises et particuliers argentins afin d'endiguer la dévaluation du peso argentin (ARS) par rapport au dollar américain (USD), ont pour conséquence, à la date de publication des comptes 2020 du Groupe, de restreindre substantiellement la possibilité d'achat de dollars sur le marché des changes argentins à des fins de :

- remboursements des comptes courants d'actionnaires libellés en millions de dollars américains en faveur du projet Altiplano 200 (s'élevant à 96,2 millions de dollars américains, y compris intérêts courus pour 14,2 millions de dollars américains, au 31 décembre 2020) ;
- paiements de dividendes.

Ces restrictions n'affectent pas en revanche les paiements, au titre du service des dettes libellées en USD (remboursement en principal ou intérêt), en faveur des prêteurs étrangers sur ce projet.

2.4.6 SOURCES DE FINANCEMENTS ATTENDUES POUR LES INVESTISSEMENTS FUTURS

Le Groupe envisage de continuer à financer la majorité de ses besoins en trésorerie pour la construction de ses installations futures par le biais de financements de projets sans recours et long-terme au niveau des sociétés de projets ou des holdings qui les détiennent. Ceux-ci pourront être complétés par d'autres financements, en dehors des sociétés de projets, dont des financements corporate, dans le respect d'un objectif de ratio de levier financier désormais supérieur à 70 %¹⁴ du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit corporate ou mise en place pour le financement de ses projets.

Ainsi, afin de compléter les moyens financiers nécessaires à sa croissance et à l'atteinte de l'objectif de plus de 5 GW de capacité en construction ou en opération à fin 2021, le Groupe a :

- procédé à deux émissions d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes (OCEANE), réalisées respectivement par la Société en octobre 2019, pour environ 200 millions d'euros, et en juin 2020 sous forme d'OCEANE verte, pour environ 170 millions d'euros ;

¹² Le *ratio Debt service coverage* ratio ou DSCR correspond au ratio de couverture du service de la dette par des liquidités, défini dans les contrats de financements de projet contenant des *covenants* financiers.

¹³ La dette relative au projet El Llano a été reclassée en dette financière courante du fait de certaines non-conformités documentaires au sens des contrats de financement de cette centrale (se reporter au paragraphe 2.3.1 « faits marquants de la période » du présent Amendement).

¹⁴ Lors de son *Capital Markets Day* du 11 mars 2021, le Groupe a fait évoluer son objectif de levier financier en % du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit corporate ou mise en place au niveau de sociétés de projets dédiées, sous forme de dette senior ou mezzanine, d'un niveau d'environ 80-85% à un niveau désormais supérieur à 70 %. Cette évolution tient compte du niveau de couverture des coûts des projets par des financement externes et des nouvelles ambitions du Groupe en termes de capacité installée en opération et en construction à horizon 2025, fixée à 10 GW.

- mis en place un crédit syndiqué en mars 2020 pour un montant nominal de 200 millions d'euros, à échéance 2024, financement non tiré en date de clôture annuelle 2020.

Au-delà de l'atteinte de son objectif de capacité en construction et en opération de plus de 5 GW à fin 2021, le Groupe vise désormais une capacité en construction et en opération de plus de 10 GW à fin 2025. Le Groupe s'attend à ce que le total des dépenses d'investissement pour les projets inclus dans l'objectif de 10 GW, et non encore en opération à la date du présent Amendement s'élève à environ 5,3 milliards d'euros sur la période 2021-2025

Dans ce cadre, en complément des financements de projets sans recours et long-terme que le Groupe envisage de mettre en place au niveau des sociétés de projets ou des holdings qui les détiennent, du refinancement envisagé à l'échéance de ses financements corporate, des flux de trésorerie nets générés par son activité, après remboursement du principal et des intérêts de ses emprunts, et des produits nets générés par l'activité de *Farm-Down*, le Groupe sera amené à lever des capitaux propres supplémentaires pour un montant estimé par le Groupe à un maximum de 1,2 milliard d'euros, sur la durée de réalisation de cet objectif de 10 GW à fin 2025, afin de financer ses augmentations de capacité futures.

Ce besoin a été évalué en tenant compte notamment des coûts d'investissements par MW installé attendus sur la période pour les technologies solaires, éoliennes et de stockage d'électricité, et du ratio de levier moyen observé en matière de financement de projet solaires, éoliens et de stockage dans les différentes géographies où opère le Groupe.

Le Groupe souligne qu'il a la liberté de pouvoir moduler ce montant à la baisse, en réduisant de manière opportuniste son pourcentage de détention dans certains actifs qu'il a vocation à conserver sur la durée, tout en restant dans le cadre de sa stratégie *develop-to-own*.

Au 31 décembre 2020, le Groupe disposait en outre d'une trésorerie brute de 374,9 millions d'euros et de 238 millions d'euros de lignes bancaires corporate non-utilisées.

Le plan d'investissement annoncé par Neoen à l'occasion de son *Capital Markets Day*, conjugué aux obligations déjà prises par le Groupe, implique la mobilisation de ressources supplémentaires d'un montant estimé à environ 300 millions d'euros sur les douze prochains mois. Au regard de la flexibilité dont dispose le Groupe dans le calendrier de réalisation de ses projets, ses ressources déjà disponibles sont néanmoins suffisantes pour lui permettre de couvrir pour les douze prochains mois ses engagements de dépenses non reportables.

2.4.7 SITUATION ET FLUX DE TRESORERIE

(En millions d'euros)	Exercice 2020	Exercice 2019	Var
Flux net de trésorerie liés aux activités opérationnelles	222,3	184,5	+ 37,9
Flux net de trésorerie liés aux activités d'investissement	(502,4)	(812,3)	+ 309,9
Flux net de trésorerie liés aux activités de financement	204,0	581,6	- 377,6
Incidence de la variation des taux de change	(9,5)	2,8	- 12,4
Variation de trésorerie	(85,6)	(43,3)	- 42,3

2.4.7.1 FLUX NETS GENERES PAR L'ACTIVITE OPERATIONNELLE DU GROUPE

(En millions d'euros)	Exercice 2020	Exercice 2019	Var
Résultat net de l'ensemble consolidé	3,3	37,0	- 33,7
Éliminations ⁽¹⁾	248,5	202,4	+ 46,1
Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement ⁽²⁾	(11,3)	(44,5)	+ 33,2
Impôts décaissés (encaissés) ⁽³⁾	(18,1)	(10,4)	- 7,7
Flux net de trésorerie liés aux activités opérationnelles	222,3	184,5	+ 37,9
Dont flux de trésorerie opérationnels liés aux activités non poursuivies ⁽⁴⁾	-	1,5	- 1,5

(1) Comprend les variations sans impact trésorerie, y compris notamment les amortissements et provisions, le recyclage par résultat des instruments financiers dérivés, les plus et moins-values de cession, le coût de l'endettement financier et la charge (produit) d'impôt différé et courante. La hausse de la période s'explique majoritairement par la croissance du nombre de sociétés en opération.

(2) En 2019, l'incidence de la variation du besoin en fonds de roulement s'expliquait principalement par une augmentation des créances clients et par une augmentation des créances de TVA en attente de remboursement dans le cadre de la construction des projets El Llano au Mexique et Altiplano 200 en Argentine. En date de clôture, ces créances n'avaient été que partiellement recouvrées. En 2020, l'incidence de la variation du besoin en fond de roulement s'explique principalement par des indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de certains projets, en attente de règlements.

(3) La hausse des impôts décaissés s'explique essentiellement par la croissance opérationnelle des entités du Groupe.

(4) Ces flux correspondaient à l'activité biomasse cédée le 4 septembre 2019.

La progression des flux nets de trésorerie générés par les activités opérationnelles de + 37,9 millions d'euros provient essentiellement de la hausse de l'EBITDA (détaillée au paragraphe 2.3.2.3 du présent Amendement), partiellement compensée par la variation négative du besoin en fonds de roulement au cours de l'exercice 2020, et la croissance des impôts décaissés (ces effets sont détaillés dans le tableau ci-avant).

2.4.7.2 FLUX NETS PROVENANT DES INVESTISSEMENTS DU GROUPE

(En millions d'euros)	Exercice 2020	Exercice 2019	Var
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise ⁽¹⁾	(11,0)	(36,5)	+ 25,5
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée ⁽²⁾	0,0	10,6	- 10,5
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles ⁽³⁾	(529,7)	(764,0)	+ 234,3
Cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	0,1	0,2	- 0,1
Variation des actifs financiers ⁽⁴⁾	37,3	(23,2)	+ 60,5
Dividendes reçus	0,9	0,8	+ 0,1
Flux net de trésorerie liés aux activités d'investissement	(502,4)	(812,3)	+ 309,9
Dont flux de trésorerie d'investissement liés aux activités non poursuivies ⁽⁵⁾	-	(3,2)	+ 3,2

(1) En 2020, ce flux correspond essentiellement à l'acquisition de deux parcs éoliens français (se référer au paragraphe 2.3.1.1 « poursuite de la croissance du portefeuille » du présent Amendement). En 2019, ce flux correspondait essentiellement à l'acquisition de centrales éoliennes irlandaises, ainsi que d'un projet finlandais en développement.

(2) En 2019, le flux correspondait exclusivement à l'impact de la cession de l'activité biomasse.

(3) Ces flux sont détaillés dans le paragraphe ci-après et dans le paragraphe 2.4.8.2 « principaux investissements réalisés » du présent Amendement.

(4) La variation des actifs financiers s'explique essentiellement par le remboursement de dépôts liés au financement d'actifs de production. En 2020, les acquisitions d'élévent à 41,3 millions d'euros et les cessions à 78,6 millions d'euros. En 2019, les acquisitions s'élevaient à 84,8 millions d'euros et les cessions à 61,5 millions d'euros.

(5) Ces flux correspondaient à l'activité biomasse cédée le 4 septembre 2019.

Le recul des dépenses liées aux activités d'investissement à hauteur de + 309,9 millions d'euros, s'explique principalement par un ralentissement temporaire des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles réalisées sur la période, conséquence directe du calendrier de réalisation des projets du Groupe, et dans une moindre mesure, de retards ponctuels inhérents notamment à l'épidémie de COVID-19, ayant ralenti le timing de réalisation de certains actifs en construction, et également, par une variation positive des actifs financiers, associée principalement au remboursement, au cours de l'année, de dépôts constitués historiquement dans le cadre du financement des projets du Groupe (les dépôts de garantie sont détaillés en note 14 des comptes consolidés de l'exercice 2020).

En 2019, les investissements réalisés dans les projets s'étaient traduits par des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles à hauteur de 764 millions d'euros, principalement sur les projets Bulgana (86,7 millions d'euros) et Numurkah (58,8 millions d'euros) en Australie, El Llano (165 millions d'euros) au Mexique, Altiplano 200 (156,3 millions d'euros) en Argentine, Paradise Park (31,2 millions d'euros) en Jamaïque et Capella (72,7 millions d'euros) au Salvador, Hedet (43,1 millions d'euros) et Mutkalampi (12,1 millions d'euros) en Finlande, des centrales éoliennes (53,8 millions d'euros) en Irlande et les Hauts Chemins (10,5 millions d'euros) en France.

En 2020, les 529,7 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles concernaient principalement les projets Altiplano 200 (60,9 millions d'euros) en Argentine, El Llano (48,2 millions d'euros) et Itzoteno (20 millions d'euros) au Mexique, Capella (23,3 millions d'euros) au Salvador, Hornsdale Power Reserve (53,2 millions d'euros), Western Downs (37 millions d'euros), Victorian Big Battery (25,1 millions d'euros) et Bulgana (16,8 millions d'euros) en Australie, Mutkalampi (36,1 millions d'euros), Hedet (11,2 millions d'euros) et Yllikkälä Power Reserve (12,9 millions d'euros) en Finlande, Paradise Park (7,8 millions d'euros) en Jamaïque, Bangweulu (10,2 millions d'euros) en Zambie ainsi que des projets éoliens (73,3 millions d'euros) et solaire (44,6 millions d'euros) en France.

Les investissements réalisés au cours de la période sont détaillés au paragraphe 2.4.8.2 du présent Amendement.

2.4.7.3 FLUX NETS PROVENANT DU FINANCEMENT DU GROUPE

(En millions d'euros)	Exercice 2020	Exercice 2019	Var
Augmentation de capital de la société mère ⁽¹⁾	26,9	19,9	+7,2
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations de capital	0,2	1,8	- 1,8
Cession (acquisition) nette d'actions propres	(4,1)	(3,1)	- 1,0
Émission d'emprunts ^{(1) et (2)}	794,4	906,6	- 112,2
Dividendes payés ⁽³⁾	(10,9)	(4,1)	- 6,8
Remboursement d'emprunts ⁽²⁾	(527,9)	(267,6)	- 260,3
Intérêts financiers versés	(74,6)	(72,0)	- 2,7
Flux net de trésorerie liés aux activités de financement	204,0	581,6	- 377,6
Dont flux de trésorerie de financement liés aux activités non poursuivies ⁽⁴⁾	-	(1,0)	+ 1,0

(1) En 2020, des obligations convertibles sous formes d'OCEANE Verte ont été émises pour un montant d'environ 170 millions d'euros. S'agissant d'un instrument composé au sens des normes IFRS, 144,8 millions d'euros (142,8 millions d'euros nets de frais) ont été reconnus au titre de la composante « dette » et 25,2 millions d'euros (24,9 millions d'euros nets de frais) ont été comptabilisés au titre de la composante « capitaux propres », avant imputation des frais (se reporter au paragraphe 2.3.1 « faits marquants de la période »). En 2019, des obligations convertibles sous formes d'OCEANE avaient été émises pour un montant d'environ 200 millions d'euros. S'agissant d'un instrument composé au sens des normes IFRS, 180,5 millions d'euros (179 millions d'euros net de frais) avaient été reconnus au titre de la composante « dette » et 19,5 millions d'euros (19,4 millions d'euros net de frais) avaient été comptabilisés au titre de la composante « capitaux propres », avant imputation des frais.

(2) En 2020, le Groupe a procédé au refinancement des centrales Hornsdale 1,2 et 3, ce qui a donné lieu à un remboursement de dettes à hauteur de - 350,2 millions d'euros (dont - 295 millions d'euros d'emprunts bancaires, - 23,5 millions d'euros de financements obligataires et - 31,7 millions d'euros de dénouements des swaps historiques), avec pour contrepartie l'émission d'une nouvelle dette pour un montant de 361,1 millions d'euros (nets de frais). En 2019, le Groupe avait procédé au refinancement d'un portefeuille de projets en exploitation, ayant donné lieu à un remboursement de dettes à hauteur de - 155,6 millions d'euros (dont - 145,1 millions d'euros d'emprunts bancaires et - 10,5 millions d'euros de dénouement de swap historiques) avec pour contrepartie l'émission d'une nouvelle dette pour un montant de 167,2 millions d'euros (net de frais). Les émissions et remboursements d'emprunts sont détaillés au paragraphe 2.4.4 du présent Amendement.

(3) Ils correspondent aux dividendes versés aux actionnaires minoritaires et concernent exclusivement l'Australie.

(4) Ces flux correspondaient à l'activité biomasse cédée le 4 septembre 2019.

Hors effets résultant des émissions d'OCEANE et des refinancements de projets opérés en 2019 et en 2020, décrits dans le tableau ci-avant, le recul des flux de trésorerie liés aux activités de financement à hauteur de - 377,6 millions d'euros s'explique par ailleurs par :

- une réduction des émissions de financements des projets pour - 269,9 millions d'euros (290,5 millions d'euros en 2020 contre 560,4 millions d'euros en 2019), en lien direct avec la diminution des investissements réalisés par le Groupe entre 2019 et 2020 (détaillés au paragraphe 2.4.7.2 du présent Amendement) ; et
- une hausse des remboursements de financements existants pour - 65,7 millions d'euros ((177,7) millions d'euros en 2020 contre (112,0) millions d'euros en 2019), conséquence de la poursuite de la croissance des actifs en opérations et des financements de projets associés .

2.4.8 INVESTISSEMENTS

2.4.8.1 POLITIQUE D'INVESTISSEMENT

Les dépenses d'investissement du Groupe sont essentiellement réalisées dans des projets de parcs solaires et éoliens, et de centrales 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 aussi des investissements financiers réalisés à travers des acquisitions d'actifs financiers (essentiellement sous forme de comptes de réserve du service de la dette - DSRA) et des acquisitions de filiales et d'actifs en 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 15 millions d'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, pour un montant qui entraîne un accroissement de plus de 15 % des fonds propres prévus au budget ou autorisé par le Conseil d'administration pour ledit projet.

2.4.8.2 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS REALISES

Le tableau ci-dessous détaille les investissements consolidés réalisés au cours des exercices clos les 31 décembre 2020 et 31 décembre 2019 :

(En millions d'euros)	Exercice 2020	Exercice 2019	Var	Var (en %)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles ⁽¹⁾	529,7	764,0	- 234,3	- 31%
Dont acquisitions d'immobilisations incorporelles ⁽²⁾	40,0	34,6	+ 5,4	+ 16%
Dont acquisitions d'immobilisations corporelles	489,7	729,4	- 239,7	- 33%
Investissements financiers ⁽³⁾	52,3	121,3	- 69,0	- 57%
Dont acquisitions d'actifs financiers ⁽⁴⁾	41,3	84,8	- 43,5	- 51%
Dont acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise	11,0	36,5	- 25,5	- 70%

(1) Les montants bruts d'acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles sont présentés ci-dessus en incluant la variation des dettes fournisseurs d'immobilisation, ce qui permet de rapprocher la valeur des actifs immobilisés des dépenses en trésorerie engagées. Les montants bruts de ces variations, hors dettes fournisseurs d'immobilisation, au titre du 31 décembre 2020 et du 31 décembre 2019 s'élèvent, respectivement, à 561,6 millions d'euros et 737,5 millions d'euros.

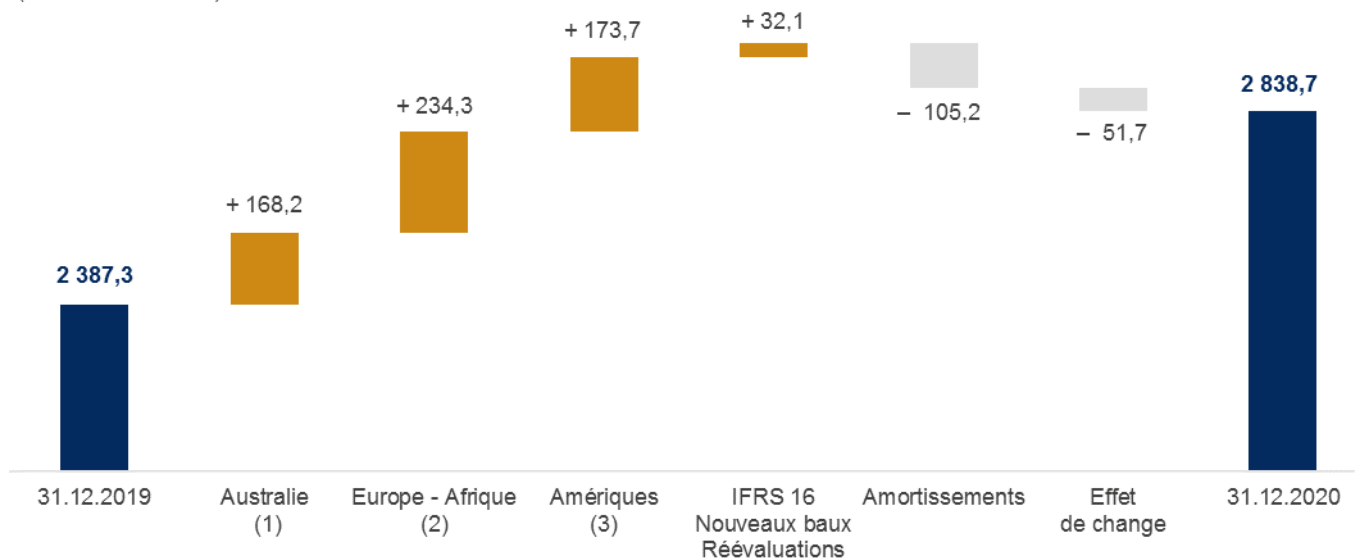
(2) La hausse de la période s'explique principalement par l'augmentation des coûts de développement immobilisés.

(3) Les investissements financiers sont analysés dans le paragraphe 2.4.7.2 du présent Amendement.

(4) Les acquisitions d'actifs financiers correspondent aux constitutions de DSRA et autres garanties.

L'évolution des immobilisations corporelles du Groupe entre le 31 décembre 2019 et le 31 décembre 2020 se décompose comme suit (les montants sont exprimés en millions d'euros) :

(En millions d'euros)



L'augmentation de la période correspondent aux centrales en construction, dont principalement :

- (1) En Australie : extension de Hornsdale Power Reserve (59,2 millions d'euros), Western Down (52,9 millions d'euros), Victoria Big Battery (25,9 millions d'euros), Bulgana (13,4 millions d'euros) et HWF (13,1 millions d'euros) ;
- (2) Dans la zone Amériques : El Llano (71,6 millions d'euros) et Itzoteno (24,2 millions d'euros) au Mexique ; Altiplano 200 (41,6 millions d'euros) en Argentine et Capella (28,5 millions d'euros) au Salvador ;
- (3) En Europe : Mutkalampi (64,4 millions d'euros), Hedet (16,2 millions d'euros) et Yllykkälä Power Reserve (14,9 millions d'euros) en Finlande ainsi que des projets éoliens (88,7 millions d'euros) et solaires (43,7 millions d'euros) en France.

2.4.8.3 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS EN COURS DE REALISATION

Les principaux investissements du Groupe en cours de réalisation correspondent aux projets en construction et pour lesquels des investissements sont encore en cours au 31 décembre 2020. Les immobilisations en cours s'élèvent à 634,4 millions d'euros au titre de l'exercice 2020 contre 610,2 millions d'euros au titre de l'exercice 2019 (se reporter à la section 4.1 - note 12 « écart d'acquisition, immobilisations incorporelles et corporelles » - note 12.2 « immobilisations incorporelles » et note 12.3 « immobilisations corporelles » des comptes consolidés de l'exercice 2020).

2.4.8.4 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS ENVISAGES

Le Groupe poursuit majoritairement une stratégie *develop-to-own* selon laquelle il développe ses projets dans le but de contrôler et d'exploiter ses actifs de production.

Dès la phase de développement ou de construction de ses projets, le Groupe envisage, dès 2021, de procéder de manière régulière mais sélective, et dans un souci d'optimisation de son bilan, de ses capacités financières, et de sa rentabilité, à la cession totale ou majoritaire, de projets de son portefeuille sécurisé (*Farm-Down*), dans la limite d'un volume de projets ne dépassant pas 20 % de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé.

Dans le cadre de ces cessions, le Groupe prévoit, dans la mesure du possible, de maintenir une détention minoritaire au sein des projets concernés, d'en assurer la gestion administrative et opérationnelle, et de conserver des droits fonciers afférents, de manière à pouvoir prendre part à la phase de *repowering* ultérieure de ces projets.

Dans ce cadre, les investissements qu'il envisage de réaliser dans le futur consisteront principalement à alimenter son portefeuille par de nouveaux projets, et continuer de faire avancer les projets existants jusqu'à la mise en service des installations ou leur cession dans le cadre de son activité de *Farm-Down*. Ces derniers concernent les projets

entrés en phase *awarded* (pour un volume total de 1 107 MW au 31 décembre 2020) mais dont la construction n'a pas encore été lancée. Le Groupe continue, par ailleurs, de développer ses projets en phase *advanced development* et *tender ready*¹⁵ dont le volume s'élève à 6 874 MW au 31 décembre 2020.

2.4.8.5 CONTRAINTES ENVIRONNEMENTALES POUVANT INFLUENCER SUR L'UTILISATION PAR LE GROUPE DE SES IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les contraintes environnementales pouvant influencer sur l'utilisation des différentes installations en pleine propriété et/ou exploitées par le Groupe sont décrites à la section 5 « développement durable et responsabilité sociétale » du Document d'Enregistrement Universel 2019.

Les provisions pour démantèlement sont évoquées à la section 4.1 - note 18 « provisions » des comptes consolidés de l'exercice 2020.

2.5 PROCEDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGE

Le Groupe peut être impliqué dans des procédures judiciaires, administratives ou réglementaires dans le cours normal de ses activités. Chaque fois qu'il existe une probabilité suffisante que de telles procédures entraînent des coûts à la charge de la Société ou de l'une de ses filiales et que le montant peut être raisonnablement estimé, le Groupe constitue une provision dans ses comptes.

À la date du présent Amendement, le Groupe n'a pas connaissance de procédures gouvernementales, administratives, judiciaires ou d'arbitrage autres que celles mentionnées ci-dessous, susceptibles d'avoir, ou ayant eu au cours des douze derniers mois, un effet significatif défavorable sur la situation financière ou les résultats de la Société ou du Groupe.

El Llano

La centrale El Llano au Mexique a subi des retards significatifs dans la phase de construction qui, à ce jour, n'ont pas permis de prononcer sa réception technique provisoire (PA – *Provisional Acceptance*), et ce bien que cette centrale ait commencé à injecter de l'électricité sur le réseau progressivement depuis février 2020. Ces retards ont entraîné des demandes de couverture de surcoûts de construction par le constructeur, qui sont aujourd'hui très largement contestées par le Groupe. À cet égard le Groupe et le constructeur sont parties à une procédure de résolution par un groupe d'experts (*dispute adjudication board*) dont les conclusions ne sont pas attendues d'ici au deuxième semestre 2021. Cette procédure pourrait déboucher sur une décision entraînant la prise en charge par la filiale de projet de coûts de construction complémentaires à ceux initialement anticipés. A ce jour, le Groupe considère disposer d'arguments contractuels et juridiques solides pour contester la prise en charge de ces coûts. En conséquence, aucune provision n'a été constituée dans les comptes de la filiale concernée.

HWF 1/AER

En août 2019, le régulateur de l'énergie australien (*Australian Energy Regulator* ou AER) a ainsi lancé des poursuites contre HWF 1 (et dans le cadre de procédures distinctes contre trois autres producteurs d'énergie renouvelable), devant la Cour fédérale australienne, relatives à une panne électrique survenue le 28 septembre 2016 dans tout l'État d'Australie Méridionale. Dans le cadre de ce contentieux, l'AER a allégué des manquements de HWF 1 aux *National Electricity Rules* (NER) et demandé notamment l'imposition d'une amende d'un montant non spécifié.

En décembre 2020, l'AER et HWF 1 ont trouvé un accord de principe dans ce contentieux. Les termes de cet accord resteront conditionnels jusqu'à la décision de la Cour fédérale australienne qui approuverait ses termes comme étant appropriés à tout égard aux circonstances de l'affaire. La date de cette audience n'a pas encore été fixée par la Cour.

¹⁵ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 9.6 « glossaire » du Document d'Enregistrement Universel 2019 et à la section 1.3.2.2 du présent Amendement.

Les parties considèrent que les termes sont appropriés et par conséquent anticipent que la Cour prendra les décisions suivantes :

- (i) la constatation du fait que HWF 1 a commis des manquements aux NER entre le 2 juin 2016 et 10 octobre 2016 en opérant les unités de production de HWF 1 et permettant à ces unités de production de fournir l'électricité au réseau électrique alors que les réglages du système de tenue aux creux de tension qui leur étaient appliqués n'avaient pas été approuvés par écrit par l'opérateur de marché australien (*Australian Energy Market Operator* ou AEMO) ;
- (ii) la nomination d'un expert indépendant chargé de revoir et établir un rapport sur le programme de conformité de HWF 1 au titre des NER ; et
- (iii) l'obligation pour HWF 1 de payer une amende d'un montant de 550 000 dollars australiens et rembourser les frais juridiques de l'AER engagés dans le contentieux à hauteur de 175 000 dollars australiens.

La décision de HWF 1 de conclure un accord dans le cadre de ce contentieux se justifie par différentes raisons, y compris notamment l'économie de moyens financiers et humains, qui pourraient ainsi être déployés pour d'autres projets. Par conséquent, la Société a constitué une provision relative à ce contentieux dans ses comptes consolidés au 31 décembre 2020 pour un montant correspondant à celui prévu dans l'accord transactionnel avec l'AER. HWF 1 estime, néanmoins, posséder un fondement solide à recouvrer l'amende et les frais juridiques de l'AER visés ci-dessus, ainsi que ses propres frais juridiques engagés dans le cadre de sa défense, auprès du cocontractant retenu pour le développement et la construction du parc éolien tel que prévu par le contrat EPC correspondant. La conclusion de l'accord transactionnel avec l'AER et sa validation par la Cour n'éteint pas le risque d'une éventuelle action de groupe contre HWF 1 par des parties qui pourraient chercher à se faire indemniser au titre de pertes alléguées imputées à la panne générale.

2.6 AUTRES INFORMATIONS

2.6.1 EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

Se référer à la section 4.1 - note 25 « événements postérieurs à la clôture » des comptes consolidés de l'exercice 2020 du présent Amendement.

3 FACTEURS ET GESTION DES RISQUES

3.1 PRINCIPAUX FACTEURS DE RISQUES AUXQUELS LE GROUPE EST EXPOSÉ

La section « Risques et incertitudes » du chapitre 3 du Document d'Enregistrement Universel 2019 est mise à jour comme suit. Ainsi, à la date du présent Amendement, la présente Section 3.1 se substitue à la section 3.1 intitulée « *Risques et Incertitudes* » du Document d'Enregistrement Universel 2019.

Tous les trois ans, les principaux risques auxquels le Groupe est confronté font l'objet d'un processus de cartographie. Les principaux facteurs de risques décrits dans ce chapitre ont été identifiés dans la cartographie des risques mise à jour au cours du second semestre 2019.

Au cours du second semestre 2020, cette cartographie, et de manière plus globale l'environnement des risques ont été analysés en particulier dans le contexte spécifique de la crise sanitaire par la Direction du Groupe et présentés au Comité d'audit. À ce stade, il ne semble pas que leur niveau d'importance net se soit accru ou modifié par rapport à la situation antérieure, compte tenu notamment des actions de réduction de risques mises en place par le Groupe.

En conséquence, les principaux risques décrits dans ce chapitre sont, à la date du présent Amendement, ceux auxquels la Société estime être exposée en raison de son modèle économique et des activités opérées.

Dans le cadre des dispositions de l'article 16 du Règlement (UE) 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil, sont présentés en premier lieu, au sein de chacune des catégories de risques mentionnées ci-dessous, les facteurs de risques considérés comme les plus importants (signalés par une astérisque) à la date du présent Amendement, conformément à une évaluation qui tient compte de leur niveau d'impact et de leur probabilité d'occurrence ainsi que les actions et mesures de maîtrise des risques mises en place par la Société. Pour une description de la politique de gestion des risques de la Société, le lecteur est invité à se reporter à la section « Assurances et Gestion des risques » du présent Amendement.

Ces risques ou encore d'autres risques non identifiés ou que le Groupe ne juge pas être significatifs pourraient survenir en raison de facteurs externes indépendants de la volonté du Groupe et pourraient éventuellement avoir un effet sur ses activités, sa situation financière ou ses perspectives de développement.

Enfin, il faut noter que la déclaration de performance extra-financière contient une description des risques extra-financiers, dont certains sont repris ici s'ils sont jugés significatifs.

3.1.1 RISQUES LIES AU SECTEUR D'ACTIVITE

Risque lié à la concurrence sur les marchés des énergies renouvelables*

Les marchés de l'énergie solaire et éolienne sont très concurrentiels. Ceci résulte notamment :

- de la croissance du nombre d'acteurs dans le domaine des énergies renouvelables ;
- de la baisse des coûts des panneaux photovoltaïques ou des turbines éoliennes, des autres composants du système ainsi que des coûts de construction, de maintenance, du capital et autres coûts ;
- du niveau 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 ;
- des évolutions technologiques rapides affectant le secteur amenant certains acteurs à envisager des durées de vie de leurs actifs supérieures à celles retenues par le Groupe.

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. Cette concurrence 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, tel que par exemple l'appel d'offres gouvernemental qui a eu lieu au Portugal en août 2020.

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'opération d'installations de production d'électricité et de ressources financières au moins équivalentes, voire supérieures, à celles du Groupe.

Parmi les concurrents du Groupe figurent des entreprises dont les actionnaires significatifs de la Société détiennent ou pourraient détenir une participation au capital, ce qui est susceptible d'engendrer des conflits d'intérêts potentiels. En fonction des règles applicables aux appels d'offres, notamment, gouvernementaux, lorsque des concurrents sont considérés sous contrôle commun avec la Société, le Groupe pourrait être confronté à des restrictions à sa participation à de tels appels d'offres. Si le Groupe n'a pas été confronté à de telles restrictions de manière significative à ce jour, ce type de situation a vocation à être examiné dans le cadre des mécanismes de gestion des conflits d'intérêts mis en place par la Société, à travers notamment la nomination d'un administrateur référent en avril 2019, dont le rôle inclut la gestion de situations de conflit d'intérêts portés à sa connaissance par les membres du Conseil.

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. Des entreprises énergétiques de premier plan, telles que Total, Iberdrola ou encore RWE, ont renforcé leurs positions sur le marché des énergies renouvelables par des acquisitions récentes de développeurs et producteurs indépendants d'électricité solaire ou éolienne et se diversifient de plus en plus (avec des budgets de plus en plus conséquents) dans le domaine de l'énergie renouvelable. 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.

Risque lié au raccordement aux réseaux de distribution ou de transport et à leur utilisation*

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 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 pas garantir 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 réalisation des projets, l'annulation de projets, une augmentation des coûts en raison de la mise à niveau du réseau, et l'appel potentiel au titre des garanties que le Groupe a constituées auprès du gestionnaire du réseau dans le cadre du raccordement d'un projet donné.

Des limitations techniques pourraient également conduire le gestionnaire du réseau à demander au Groupe un écrêtement de la génération électrique pour l'approvisionnement du réseau en deçà des capacités des centrales (*grid curtailment*). En Australie méridionale ou encore en Victoria, les insuffisances du réseau en termes de capacité ont conduit l'opérateur à limiter régulièrement l'injection d'énergie éolienne dans le réseau en fonction du nombre de centrales électriques au gaz en opération au même moment. Cela implique un *curtailment* partiel, donc une perte de revenus. Un autre phénomène en Australie est le coefficient MLF (*marginal loss factors*, « MLF ») : le revenu des producteurs d'électricité est impacté par le MLF en fonction des pertes estimées sur le réseau. La multiplication des centrales renouvelables ces dernières années a augmenté les pertes et donc réduit ce coefficient. Ces effets réduisent la rentabilité des actifs.

Enfin, dans certains marchés et notamment en Australie, le Groupe (comme d'autres producteurs) est tenu de contribuer à la rémunération des producteurs d'énergie qui fournissent un service de stabilisation du réseau électrique (services de réserves primaires en Australie : 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 2019 et 2020 sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

(En dollars australiens)	31.12.2020	31.12.2019
Revenus FCAS	47 227 696	25 610 586
Contributions FCAS	(8 023 767)	(6 585 561)
SOLDE	39 203 928	19 025 025

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.

Risque lié aux variations de prix des composants nécessaires à la production d'équipements renouvelables

Les prix des éoliennes, 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 du prix des matières premières nécessaires à la production des équipements d'installations d'énergies renouvelables (acier, lithium, cobalt etc.) ;
- la concentration croissante observée sur certains segments de la chaîne de valeur, limitant le choix des contractants possibles, tout particulièrement en matière d'éolien terrestre ;
- les mesures anti-dumping visant les fabricants de panneaux chinois ou l'adoption de toute autre mesure commerciale entre gouvernements visant des matériaux clés des installations.

Ces facteurs pourraient faire augmenter les coûts d'approvisionnement du Groupe, ce qui pourrait réduire 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.

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), y compris les prix des certificats verts ou tout autre instrument similaire spécifique d'un marché donné (par exemple, les *large-scale generation certificates* ou LGCs en Australie, ou les CELs, *Certificados de Energías Limpias*, au Mexique), sur lesquels il vend une partie de l'électricité produite par ses installations.

Une baisse des prix de marchés supérieure à 20% a ainsi été observée en Australie en 2020 sur les centrales exposées pour une partie de leur production à la volatilité des prix sur les marchés de gros. De par son caractère ponctuel, cette baisse n'a pas eu d'impact significatif au niveau consolidé. Une baisse prolongée des prix de marchés pourrait néanmoins avoir un impact matériel, soit en termes de réduction de revenus soit de perspectives de rentabilité de certains projets.

En 2020, les revenus de marché se sont élevés à 58,7 millions d'euros, soit 19,6 % du chiffre d'affaires total du Groupe. La politique actuelle du Groupe est désormais de maintenir une exposition au prix de marché en-dessous du seuil de 20 % de sa capacité installée, hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux.

Les prix de gros de l'électricité, qui ont connu une diminution sensible du fait de l'épidémie de COVID-19 en cours actuellement, présentent généralement une forte volatilité, sont très spécifiques à un marché donné et dépendent de nombreux facteurs, tels que le niveau de la demande qui est actuellement affecté par l'épidémie de COVID-19, 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 (ordre dans lequel la capacité de production est répartie, 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, pourrait entraîner une diminution du prix de gros de l'électricité. 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 pourraient également avoir un impact sur les prix de l'électricité (se reporter au paragraphe 3.1.4 du présent Amendement). 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.

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 et est susceptible d'affecter sa capacité à respecter ses covenants financiers en matière de couverture du service de la dette par ses liquidités disponibles.

En contrepartie, les prix de marché sont, en moyenne, et hors situations spécifiques telles que celles en cours actuellement du fait de l'épidémie de COVID-19, nettement supérieurs aux prix contractés sur longue durée. Ils répondent à une logique de valeur (équilibre offre-demande) et non pas à une logique de coût qui prévaut dans les contrats de vente. Ils contribuent donc à générer des revenus plus élevés bien que plus volatiles.

Enfin, le Groupe génère des produits à partir de la vente de certificats d'énergie renouvelable ou encore certificats verts (LGCs en Australie et CELs au Mexique) qu'il obtient en produisant de l'électricité en Australie et au Mexique dans le cadre de ses projets éoliens et photovoltaïques. Il vend ensuite ses certificats 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 certificats. Dans ces derniers cas, le Groupe est exposé au risque de diminution ou de volatilité des prix des certificats sur les marchés. En 2020, les revenus liés à la vente de certificats verts se sont élevés à 50,2 millions d'euros, très majoritairement dans le cadre de vente d'énergies sous contrats, soit 16,8 % du chiffre d'affaires total du Groupe.

Une baisse du prix de marché de l'électricité ou des certificats pourrait avoir une incidence défavorable sur l'attractivité financière des nouveaux projets et la rentabilité des installations du Groupe. L'impact sur les résultats d'exploitation et la situation financière du Groupe pourrait être significatif, selon l'étendue de l'exposition de marché de son portefeuille.

Point sur les effets du COVID-19 :

La prolongation de la récession économique mondiale inhérente à l'épidémie de COVID-19 pourrait exposer certains projets à une diminution durable des prix sur les marchés de gros de l'électricité, affectant leur capacité à respecter leurs covenants financiers, et réduisant la rentabilité et les résultats du Groupe et sa capacité à contracter de nouveaux projets.

3.1.2 RISQUES LIES A L'ACTIVITE ET LA STRATEGIE DU GROUPE

Risque lié à l'emploi de contractants tiers*

Le Groupe fait appel à divers prestataires pour la construction de ses projets, pour les prestations d'opération 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 notamment en matière de respect des règles en matière de santé, sécurité et environnement, 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.

En particulier, des retards de mise en service peuvent significativement impacter les résultats du Groupe de l'année en cours, dès lors que leurs conséquences financières dépassent le montant des garanties d'exécution de leurs obligations fournies par les EPC dans le cadre contractuel, et couvrant notamment le risque de retard, 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, les contractants du Groupe, notamment dans le cadre de l'exécution de contrats EPC, peuvent être amenés à formuler des demandes de couverture de surcoûts de construction, susceptibles de renchérir l'investissement prévu initialement et ainsi d'affecter les hypothèses de rentabilité prévues lors de l'investissement initial. En cas de désaccord quant aux responsabilités inhérentes à la prise en charge de ces surcoûts de construction, au regard des stipulations contractuelles, le Groupe peut être amené à faire face à des procédures de résolution amiable, résolution par un groupe d'expert (*dispute adjudication board*) comme c'est actuellement le cas dans le cadre du projet El Llano au Mexique (voir la section 2.5 du présent Amendement), d'arbitrage, ou encore des contentieux judiciaires, susceptibles de déboucher sur des jugements entraînant la prise en charge par les filiales du Groupe, de coûts de construction complémentaires dépassant le budget contractuellement prévu et affectant ainsi potentiellement le montant des investissements en capex et le retour sur investissement du projet concerné.

Enfin, le Groupe peut voir sa capacité à transférer certains risques d'exécution à ses contractants industriels réduite par rapport à ses souhaits ou sa pratique historique. 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 qui seraient acceptables aux prêteurs peut être limité, voire très limité s'agissant de l'éolien, 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.

Point sur les effets du COVID-19 :

Les difficultés d'approvisionnement, les retards de livraisons et le risque de rupture des chaînes logistiques, inhérents à l'épidémie de COVID-19 sont susceptibles d'affecter le prix et les conditions d'obtention des composants nécessaires à la production d'équipements renouvelables et de perturber le développement et la construction de certains projets.

Risque lié à l'obtention d'accords de financement auprès de différentes sources, en particulier 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 50 % à 90% des coûts du projet pour les projets dans des pays de l'OCDE, entre 50 % et 70 % pour les projets hors pays de l'OCDE, et peuvent descendre à 40 % pour les projets ayant une forte exposition aux prix de marché. Au 31 décembre 2020, l'encours de dettes bancaires du Groupe s'élevait à 1 948,7 millions d'euros au titre de financements de projets, auxquels s'ajoutaient 154,4 millions d'euros de financements obligataires de projets (essentiellement « mezzanines »), liés à des installations de production d'énergie et 370 millions d'euros issus de deux émissions d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes (OCEANE), réalisées respectivement par la Société en octobre 2019, pour 200 millions d'euros, et en juin 2020 sous forme d'OCEANE « verte », pour 170 millions d'euros.

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, ou dans des conditions similaires, notamment en matière de levier, de maturité ou encore du coût du crédit, à celles observées pour des projets précédents sur les marchés sur lesquels le Groupe est déjà présent, au regard notamment de l'épidémie de COVID-19 actuellement en cours qui a eu un impact sur les marges de certains financements en 2020, représentant un maximum de quelques dizaines de points de base, et ayant affecté un nombre très limité de projets dont les financements ont été conclus au cours de l'année 2020, représentant un maximum de quelques dizaines de points de base, et ayant affecté un nombre limité de projets dont les financements ont été conclus au cours de l'année 2020.

Dans certains cas, 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 encore 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.

Risque lié à l'expansion du Groupe sur des marchés émergents*

Les principaux marchés sur lesquels le Groupe opère actuellement sont la France et l'Australie. Il y a réalisé 75,3 % de son chiffre d'affaires en 2020 au titre de ses parcs solaires et éoliens et de ses installations de stockage d'électricité.

Dans une moindre mesure, le Groupe opère également des parcs solaires et éoliens sur des marchés sélectionnés en Europe, une batterie en Finlande, et des parcs solaires en Amérique latine (marché sur lequel le Groupe a réalisé 15,5 % de son chiffre d'affaires en 2020 mais qui constitue 17,0 % des MW dans son portefeuille de projets sécurisés au 31 décembre 2020) et en Afrique.

Ses opérations actuelles et prévues dans les pays émergents, en particulier en Amérique latine et en Afrique, exposent le Groupe à des risques spécifiques. En effet :

- l'hétérogénéité de ces marchés en matière de développement peut conduire à des défauts de sécurité et accroître le risque de défaillance ou d'insuffisance de l'infrastructure. En particulier, la sécurité des personnels, voire des sous-traitants, pourrait être atteinte dans des contextes géopolitiques fragiles (y compris le risque d'acte terroriste) ;
- l'expérience limitée ou nulle en matière d'exigences techniques de certains gestionnaires de réseaux et autres contreparties clés pourrait mettre en difficulté le développement et la construction d'installations d'énergie renouvelable et leur raccordement au réseau électrique (se reporter au paragraphe 3.1.1 du présent Amendement) ;
- l'instabilité politique de certains pays pourrait exposer le Groupe à des risques de pertes (en cas d'expropriation, de nationalisation, de confiscation des biens et des avoirs), de restrictions des

investissements étrangers et de rapatriement des capitaux investis, ou encore d'évolutions réglementaires adverses qui n'auraient pas été anticipées lors de la réalisation des investissements ;

- l'imposition de contrôle des changes ou une absence de devise étrangère acceptable pourrait entraîner des restrictions en matière de change de la monnaie locale en devise étrangère et le transfert de fonds vers l'étranger, comme cela est actuellement le cas en Argentine, ce qui pourrait limiter les versements en amont de dividendes ou les remboursements de comptes courants d'actionnaires à la Société (se reporter à la section 4 – note 2.2 « exposition du Groupe à l'Argentine » des comptes consolidés de l'exercice 2020) ;
- les difficultés économiques inhérentes à l'épidémie de COVID-19 et l'augmentation de l'endettement public pour financer les mesures de soutien en réponse sont susceptibles de limiter la capacité des contreparties publiques du Groupe à honorer leurs échéances de paiement dans les délais contractuels, voire d'entraîner des défauts souverains ou de nécessiter une restructuration de leur dette par certains de ces pays, ce qui pourrait constituer des cas de défaut croisé sur certains des financements de projets mis en place par le Groupe ;
- la suppression de certaines mesures mises en œuvre pour encourager les investissements étrangers, notamment les avantages fiscaux, pourraient avoir un effet défavorable sur les résultats du Groupe ou sur le coût voire la disponibilité des financements de projets dans certains pays ;
- les insuffisances des systèmes juridiques et des législations peuvent créer une incertitude pour les investissements et les activités du Groupe dans certains pays ;
- la perception du risque de corruption peut être plus élevée dans certains de ces pays que dans d'autres. Bien que le Groupe ait adopté un code de conduite conçu pour répondre à ces risques, les contrôles et procédures du Groupe pourraient ne pas parvenir à empêcher la violation des lois et règlements anti-corruption ainsi que de sa charte d'éthique.

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.

Risque relatif aux projets en phase de développement et de construction*

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, 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.

Au 31 décembre 2020, le pipeline de projets en développement du Groupe était composé de 153 projets à divers stades de développement (projets *tender-ready* et *advanced development*, hors projets *early stage*¹⁶), se reporter au paragraphe 2.1.2 du présent Amendement.

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. 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 (voir note 12 des comptes consolidés de l'exercice 2020 pour plus d'information concernant la comptabilisation de ces frais de développement y compris leur montant au bilan à cette date). 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 de générer les retours sur investissements projetés.

De même, 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, ou encore des retards ou des coûts plus élevés que ceux initialement prévus en raison des demandes éventuelles formulées par les

¹⁶ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 9.6 « glossaire » du Document d'Enregistrement Universel 2019 et à la section 1.3.2.2 du présent Amendement.

cocontractants, qui peuvent ne pas être intégralement couverts ou encadrés de manière adéquate par les garanties, les clauses d'indemnisation ou les assurances EPC.

Au 31 décembre 2020, les projets en construction (*under construction*) du Groupe représentaient 1 436 MW¹⁷.

Point sur les effets du COVID-19 :

Les délais de réalisation de certains projets en construction ou en développement et la conduite de certaines opérations du Groupe ont pu faire l'objet de perturbations ponctuelles, en raison de retards dans l'obtention de certaines autorisations ou dans l'acheminement de certains composants prévus dans les contrats de construction, ou encore du fait des mesures sanitaires mises en œuvre par certains des pays dans lesquels opère le Groupe, impacts inhérents aux effets de l'épidémie de COVID-19.

Le Groupe suit constamment les effets éventuels de la crise sanitaire sur les délais de construction et l'horizon de mise en service de ses projets en cours, détaillés en section 4 - note 12 et en section 4.3 - note 14.

Risque lié à la sécurisation préalable de contrats de vente d'électricité

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 2020, 88 % de la capacité en opération et en construction du Groupe (en MW) faisait l'objet de contrats de vente d'électricité post-procédure d'appels d'offres (ou à guichet ouvert). La capacité résiduelle a, quant à elle, vocation à être vendue sur le marché.

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 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.

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.

Le Groupe peut être conduit 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 aux projets immobilisés au bilan seront abandonnés et une charge correspondante sera comptabilisée dans le compte de résultat du Groupe.

Risque lié à la résiliation d'un contrat de vente d'électricité ou des défauts ou retards de paiement par les contreparties

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.

Même lorsque le Groupe obtient des garanties étatiques, le garant peut ne pas, ou ne plus, présenter une notation de crédit *investment grade*. Au 31 décembre 2020, plus de 80% de la capacité sécurisée du Groupe (en MW) ayant fait l'objet d'une contractualisation était attribuée à des acheteurs bénéficiant 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

¹⁷ Au 31 décembre 2020, les projets en exploitation représentaient 2 615 MW (se référer à la section 2.1.2 du présent Amendement).

géographiques et donc la diversification du risque. Ces risques peuvent s'accroître lorsque l'économie mondiale ou les économies régionales connaissent des périodes de volatilité ou de récession économique.

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 à la section 3.2.2.4 du présent Amendement.

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 et/ou le retard de paiement par lesdites contreparties pourrait avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, sa situation financière et ses résultats.

Risque se rapportant à l'entretien et la rénovation des installations de production d'électricité

L'exploitation des installations du Groupe comporte des risques de pannes et défaillances de tout ou partie de l'équipement ou de certains de ses composants, 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, 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. Ces derniers 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. Dans des cas extrêmes, ils pourraient même constituer un cas de défaut au titre d'un contrat de vente d'électricité entraînant sa résiliation et pouvant provoquer l'exigibilité anticipée du financement de projet correspondant. 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.

3.1.3 RISQUES LIÉS À LA SITUATION FINANCIÈRE DU GROUPE

Risque lié au niveau de levier et au mode de financement du Groupe*

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 2020, le ratio de levier du Groupe, défini comme le rapport entre sa dette nette et son EBITDA (calculé sur la période des 12 derniers mois) était de 8,4x (se reporter au paragraphe 2.1.1 du présent Amendement). Les objectifs à moyen terme du Groupe, y compris son objectif de ratio dette nette/EBITDA, supposent un ratio de levier financier désormais supérieur à 70¹⁸ % du capital investi en tenant

¹⁸ Lors de son *Capital Markets Day* du 11 mars 2021, le Groupe a fait évoluer son objectif de levier financier en % du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit corporate ou mise en place au niveau de sociétés de projets dédiées, sous forme de dette senior ou mezzanine, d'un niveau d'environ 80-85% à un niveau désormais supérieur à 70%. Cette évolution tient compte du niveau de couverture des coûts des projets par des financements externes telle qu'elle est décrite au chapitre 3 « Risque lié à l'obtention d'accords de

compte de tous les financements, qu'ils soient corporate ou mis en place au niveau de sociétés de projets dédiées, sous forme de dette senior ou mezzanine. 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 et au paragraphe 3.2.2.4 du présent Amendement. 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 des taux d'intérêts ou une exigence plus élevée d'apport en fonds propres par les prêteurs, notamment du fait d'une proportion plus grande de ventes aux prix de marché de l'électricité produite par un projet ou d'une baisse des prix de gros de l'électricité sur le marché), ce qui impliquerait un recours plus important à ses actionnaires pour répondre aux besoins en capitaux propres du Groupe.

Au 31 décembre 2020, l'endettement financier consolidé du Groupe atteignait 2 749,4 millions d'euros, dont 1 948,7 millions d'euros de dettes de financement de projets contractées par les sociétés de projets ou par des holdings intermédiaires, 154,4 millions d'euros de dettes obligataires et 339,4 millions d'euros de financements corporate contractés par la Société. Les 306,9 millions d'euros restants correspondent (après application de la norme IFRS 16) à des dettes locatives (167,9 millions d'euros), aux avances en comptes courants octroyées aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires (29,2 millions d'euros) et à des instruments de couverture (109,8 millions d'euros). Pour une description de l'endettement du Groupe, se référer à la section 2.4.4. « passage de l'endettement financier consolidé à la dette nette » du présent Amendement.

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 minimums 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).

S'agissant de la Société, un cas de manquement à ses obligations de paiement au titre de ses financements corporate, ou un cas de non-respect des ratios financiers prévus dans le cadre du crédit syndiqué mis en œuvre en mars 2020, rendraient l'ensemble de ces dettes corporate immédiatement exigibles.

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.

Risque lié aux clauses spécifiques des contrats de financement (*covenants*)*

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

financement auprès de différentes sources, en particulier par endettement externe » du présent amendement, et des nouvelles ambitions du Groupe en terme de capacité installée en opération et en construction à horizon 2025, fixée à 10 GW.

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 exposition forte aux prix de marché), et le maintien d'un *debt service reserve account*. Certains contrats de financement fixent un taux d'endettement maximum (*maximum gearing ratio*) afin d'assurer un pourcentage minimum de fonds propres dans le projet concerné. 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, a pu par le passé, avec un nombre d'occurrence limité, et pourrait à l'avenir 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 dans ce dernier cas 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 importantes, 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 2020, les *DSCR* minimum et/ou les ratios minimums de fonds propres/dette étaient respectés par les sociétés du Groupe¹⁹.

L'obligation convertible émise par la Société en 2019 pour un montant nominal d'environ 200 millions d'euros et l'obligation convertible verte émise par la Société en 2020 pour un montant nominal d'environ 170 millions d'euros ne sont pas soumises à des *covenants* financiers spécifiques. Elles sont en revanche soumises au respect d'un certain nombre d'engagements (et notamment *negative pledge*, changement de contrôle) et de cas de défaut correspondant à la pratique de marché pour ce type de financements.

Le crédit syndiqué mis en place par la Société en mars 2020 pour un montant nominal de 200 millions d'euros, comprenant un emprunt à terme de 125 millions d'euros, et une facilité de crédit revolving d'un montant nominal de 75 millions d'euros, à échéance 2024, qui demeurait non tiré au 31 décembre 2020 étant toutefois précisé que la Société a procédé, en janvier 2021, au tirage d'un montant d'environ 50 millions d'euros sur sa facilité de crédit revolving pour financer son fonds de roulement, est quant à lui soumis, pour l'ensemble de ses deux composantes, emprunt à terme et facilité de crédit revolving, à deux *covenants* financiers spécifiques, portant respectivement, pour la Société, sur un niveau minimum de ratio de couverture du service de la dette (*Debt Service Coverage Ratio*) et sur un niveau maximum de *loan to value*, mesuré comme le rapport entre la somme de son endettement financier net et de ses garanties financières émises d'une part et de ses actifs financiers d'autre part, ainsi qu'au respect d'un certain nombre d'engagements (et notamment *negative pledge*, changement de contrôle) et de cas de défaut correspondant à la pratique de marché pour ce type de financements.

Risque lié à la recouvrabilité des impôts différés actifs

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. Au 31 décembre 2020, les impôts différés actifs nets des impôts différés passifs s'élevaient à 8,9 millions 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 74,3 millions d'euros (se reporter à la section 4 - note 11.3 « impôts différés » des comptes consolidés de l'exercice 2020).

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)

¹⁹ La dette relative au projet El Llano a été reclassée en dette financière courante du fait de certaines non-conformités documentaires au sens des contrats de financement de cette centrale (se reporter au paragraphe 2.3.1 « faits marquants de la période » du présent Amendement).

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. En 2020, compte tenu des perspectives de bénéfices sur certaines géographies et des limitations temporelles dans l'utilisation des déficits fiscaux, il n'a pas été reconnu d'impôts différés actifs au titre de certaines pertes fiscales pour un impact de 18,8% sur le taux d'impôt effectif du Groupe, tel que détaillé en section 2.3.2.4 du présent amendement, section « *impôts sur les résultats* ».

Risque lié à l'évolution des règles fiscales

Compte tenu de la diversité géographique de ses implantations, le Groupe est exposé à d'éventuelles modifications de la réglementation fiscale dans l'ensemble des pays dans lesquels il opère, notamment sous l'impulsion de l'OCDE, de l'Union européenne ou encore des gouvernements nationaux. Ces éventuelles modifications sont susceptibles de toucher notamment au régime de TVA applicable, notamment en phase de construction, aux modalités d'application des mécanismes de retenue à la source sur les revenus distribués, aux conditions de déductibilité des intérêts des emprunts souscrits, notamment dans le cadre de financements de projet, aux conditions de report dans le temps des déficits fiscaux, aux modalités d'amortissement des actifs de production, ou encore aux taux d'imposition applicables dans le cadre de la détermination de l'impôt sur les sociétés.

Le Groupe peut également être soumis à des contrôles fiscaux dans les pays dans lesquels il opère, dans le cadre desquels il n'est pas garanti que les autorités fiscales valident les positions prises par le Groupe (à l'exclusion des rescrits obtenus), même si le Groupe les juge correctes et raisonnables dans le cadre de ses activités.

L'impact de l'évolution des règles fiscales pourrait aussi avoir une incidence défavorable sur sa situation financière et ses résultats.

Risque 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 qui est la monnaie de consolidation. 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, la centrale solaire située au Mexique, qui a pour monnaie fonctionnelle le dollar américain, et les centrales solaires en construction situées en Argentine, qui ont pour monnaie fonctionnelle le dollar américain mais sont exposées au risque de change portant sur le peso argentin principalement dans le cadre de la récupération des crédits de TVA associés à la phase de construction.

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 Amendement, 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 financées 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.).

3.1.4 RISQUES LEGAUX ET REGLEMENTAIRES

Risque lié à une évolution défavorable de la réglementation ou des politiques publiques de soutien aux énergies renouvelables*

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, notamment, d'engagements et de planification de production d'énergies renouvelables, 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. 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 enjeux environnementaux de pays ou de régions donnés, qui sont susceptibles d'être impactés par un large éventail de facteurs. Toute remise en cause, ou évolution défavorable de ces politiques publiques incitatives ou incertitudes quant à 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.

Par exemple, en avril 2020, le Centro Nacional de Control de Energía ou « CENACE » au Mexique a adopté une résolution intitulée « Resolution to ensure the Efficiency, Quality, Reliability and Security of the National Electric System » (la « Résolution CENACE ») avec l'objectif annoncé d'assurer la continuité du fonctionnement du réseau national pendant la pandémie liée au COVID-19. Le CENACE a soutenu qu'en raison de la pandémie liée au COVID-19 la demande d'électricité a diminué au point que le fonctionnement des centrales électriques renouvelable mettrait en danger la fiabilité de l'intégralité du réseau électrique. Par le biais de cette résolution le CENACE cherchait à limiter et suspendre pour une durée indéterminée la génération d'électricité par des centrales électriques renouvelable en phase de démarrage ou de test au bénéfice des centrales thermiques conventionnelles détenues par l'Etat. A la suite d'un recours d'une filiale du Groupe en justice, cette résolution a été suspendue temporairement en justice dans l'attente d'une décision sur le fond.

En outre, en mai 2020 le *Secretaria de Energia de México* (ou « SENER ») a émis la *National Electric System Reliability Policy (Reliability Policy)* avec l'intention de changer la réglementation de l'énergie et d'imposer des restrictions à l'entrée des centrales d'électriques renouvelables sur le marché de l'électricité mexicain en favorisant en même temps les centrales thermiques conventionnelles détenues par l'Etat. A la suite d'un recours d'une filiale du Groupe en justice, cette résolution a été suspendue temporairement en justice dans l'attente d'une décision sur le fond.

Par ailleurs, l'organisation de procédures publiques d'appels d'offres, qui constituent une partie toujours importante des débouchés du Groupe pour l'électricité qu'il produit, en dépit de la montée en puissance progressive des PPA conclus avec des acteurs privés, 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. 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.

De manière plus générale, le Groupe exerce ses activités dans un environnement réglementaire 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 opération, de démantèlement des installations en fin de vie (intégrant la remise en état du site, l'enlèvement des matériaux, et selon les pays, le recyclage des différents composants) 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.

S'agissant spécifiquement de ses obligations de démantèlement, au cours du deuxième semestre 2020, les modalités d'appréciation des provisions pour démantèlement ont été revues par le Groupe pour refléter la meilleure estimation des coûts futurs de démantèlement. Les analyses réalisées, s'appuyant notamment sur des données collectées auprès de tiers, ont mis en évidence une évolution significative des coûts de démantèlement anticipés pour les actifs éoliens, explicable à la fois par une courbe d'expérience plus importante des professionnels du secteur et par un renforcement progressif des contraintes fixées par les autorités publiques en la matière, qui s'est traduite par un impact de 27,6 millions d'euros sur le montant des provisions pour démantèlement au 31 décembre 2020, tel qu'exposé à la note 18 de l'annexe aux comptes consolidés 2020.

Enfin, dans ce cadre, le Groupe pourrait être exposé à des risques liés à différentes procédures judiciaires, administratives ou provenant d'autorités de régulation. À cet égard, HWF 1 fait l'objet de poursuites par le régulateur de l'énergie australien (*Australian Energy Regulator* ou AER) devant la Cour fédérale australienne ; voir Section 2.5 pour une description de cette procédure, qui pourrait résulter en l'imposition d'une amende et, dans ce cas, entraîner le risque de plaintes de parties civiles.

Risque lié à l'obtention des permis, licences et autorisations nécessaires à l'exercice de ses activités ou à l'implantation de ses installations

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.

Les autorités 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. 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 et ses résultats opérationnels.

Risque lié à la diminution ou à la remise en cause des prix et tarifs réglementés d'achat d'électricité renouvelable

La valeur et la viabilité des installations éoliennes, photovoltaïques et de stockage développées et opérées 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 obligatoires 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.

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 cible de 600 MW. En Argentine, le Groupe participe au

programme RenovAr qui prévoit des procédures d'appel d'offres à l'issue desquelles les lauréats du programme, dont le Groupe fait partie, se voient proposer des contrats d'achat d'électricité qui leur offrent un prix fixe indexé libellé en dollars américains 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 sur les 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.

Enfin, dans le cadre de difficultés économiques inhérentes à l'épidémie de COVID-19, certaines contreparties publiques du Groupe pourraient être amenées à ne pas honorer leurs échéances de paiement au titre des tarifs de rachat ou des compléments de rémunération applicables, ce qui serait susceptible de constituer des cas de défauts croisés au titre des financements de projets mis en place, et d'affecter significativement la rentabilité des projets concernés.

3.1.5 RISQUES ENVIRONNEMENTAUX, SOCIAUX ET DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Risque lié à l'opposition à l'implantation d'une installation par les populations locales ou à la remise en cause des permis, licences et autorisations postérieurement à leur obtention par le Groupe*

Les projets éoliens et, dans une moindre mesure, photovoltaïques développés ou opérés 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.

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 dans les autres pays du Groupe.

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 2020, aucun des 93 projets photovoltaïques ne faisait l'objet d'un recours et 21 % des 47 projets éoliens (soit 10 projets) en phases *awarded*, *tender-ready* et *advanced development*²⁰ 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). Aucun projet du Groupe hors de France ne faisait l'objet d'un recours. Sur l'ensemble de l'exercice 2020, aucun projet du Groupe n'a été abandonné à la suite de recours ; 2 projets photovoltaïques et 7 projets éoliens sont en revanche sortis de recours et continuent à être développés.

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 opération 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

²⁰ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 9.6 « glossaire » du Document d'Enregistrement Universel 2019 et à la section 1.3.2.2 du présent Amendement.

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.

Risque lié à l'infrastructure informatique

L'activité du Groupe repose sur l'opération 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. Celles-ci peuvent être causées 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 de 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.

Risque lié à la capacité de rétention des cadres clés et employés et à l'embauche et la rétention 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 structuration et de financement, d'ingénierie, de construction, d'opération et de maintenance de projets. Compte tenu de leurs expertises dans l'industrie en général, de leurs connaissances 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, la présence du personnel du Groupe et de ses capacités d'ingénierie sur le terrain sont essentiels au développement de nouveaux projets et à l'opération des actifs 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 nécessaire 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. Au fur et à mesure que la visibilité et la notoriété du Groupe augmentent, ses salariés deviennent également plus facilement cibles de sollicitation. 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.

Risque lié au changement climatique et aux épisodes météorologiques extrêmes

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'opération 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 tremblements de terre au Salvador.

Risque lié aux conditions météorologiques et notamment aux ressources solaires et éoliennes

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 2020, les installations photovoltaïques et les parcs éoliens du Groupe en opération représentaient respectivement 1716 MW et 705 MW soit environ 66 % et 27 % 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.

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.

3.2 ASSURANCES ET GESTION DES RISQUES

La section « Assurances et gestion des risques » du chapitre 3 du Document d'Enregistrement Universel 2019 est mise à jour comme suit. Ainsi, à la date du présent Amendement, la présente Section 3.2 se substitue à la section 3.2 intitulée « *Assurances et gestion des risques* » du Document d'Enregistrement Universel 2019.

Le contrôle des risques fait partie intégrante des activités opérationnelles du Groupe. En tant que développeur et exploitant d'installations photovoltaïques et éoliennes ainsi que d'installations de stockage, 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.

3.2.1 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 et de stockage en cours de développement, de construction et d'opération.

La politique d'assurance est déterminée et gérée en interne par un département dédié, sous la responsabilité du secrétaire général, qui travaille en étroite collaboration avec les différentes équipes (notamment, avec les équipes de développement, de construction et d'exploitation et l'équipe juridique) à travers le monde et les courtiers en assurance du Groupe. Compte tenu du durcissement du marché mondial des assurances, le Groupe déploie ses meilleurs efforts afin d'obtenir une couverture assurantielle adaptée pour chacun des risques (x) en créant des partenariats avec des acteurs majeurs du marché et (y) en faisant réaliser des études techniques permettant de déterminer précisément les risques d'un projet notamment en cas de catastrophe naturelle.

3.2.1.1 ASSURANCES RESPONSABILITE CIVILE ET « DEPLACEMENTS 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 qu'une assurance « Individuel Accidents ». À la date du présent Amendement, 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 AXA-XL, dont l'objet est de garantir le Groupe, ses représentants et salariés situés en France et dans les autres pays dans lesquels le Groupe opère 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 par des polices « locales » dans les pays dans lesquels le Groupe opère conformément à la réglementation locale. Cette police « master » a vocation à intervenir en complément desdites polices « locales » ;
- 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 ;
- une police d'assurance couvrant les déplacements professionnels (police « Individuel Accidents»), souscrite auprès d'AIG, visant à couvrir tout salarié, mandataire social, dirigeant ou administrateur de la Société ou toute personne ayant un ordre de mission de la Société, 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 survenant en France.

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.

3.2.1.2 ASSURANCES SPECIFIQUES AUX SOCIETES DE PROJETS

Dans l'exercice de ses activités de développement et opération de projets photovoltaïques et éoliens, ainsi que d'installations de stockage, 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 :
 - une police construction « tous risques chantiers » couvrant à la fois la Société et la société de projet contre les risques de dommages matériels accidentels et pertes de recettes y associées, responsabilité civile (y compris les risques environnementaux accidentels) pouvant survenir lors de la phase de construction de l'installation. - Le recours à une police de type « tous risques chantiers » ou « tous risques chantier montage essai » (*Construction All Risks*) permet une indemnisation sans recherche préalable de responsabilité aux fins d'éviter de longues interruptions de chantiers. En fonction des risques du projet, cette police peut également inclure un volet transport et terrorisme ;
 - lorsque l'installation est entrée en opération, une assurance exploitation couvrant les risques de responsabilité civile (y compris les risques environnementaux accidentels), de dommages matériels accidentels et pertes de recettes y associées, causés par ou à l'installation (par exemple : incendies, vols et actes de vandalisme, catastrophes naturelles etc.). En fonction des risques du projet, cette police peut également inclure un volet terrorisme ;
- 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 Amendement, des polices cadres ont été conclues avec AXA France pour la majorité des projets photovoltaïques et éoliens du Groupe situés en France qui sont en opération afin de couvrir respectivement les risques de responsabilité civile ainsi que les risques dommages matériels accidentels et pertes de recettes y associées ;
- concernant les activités internationales, le Groupe a entrepris un chantier d'harmonisation et de rationalisation de ses polices d'assurance internationales. Un programme d'assurance international a été souscrit en 2020 auprès d'assureurs de premier rang, dont l'assureur apéritur est AGCS, afin de couvrir les actifs en opération pour les risques de dommages matériels accidentels et pertes de recettes y associées. Les polices construction couvrant lesdits projets sont, quant à elles, conclues au terme de procédures d'appels d'offres (de type *request for quotation*) organisées avec le support d'un courtier international. 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 ;
- enfin, les polices d'assurance souscrites par les sociétés de projets contiennent des plafonds, franchises et exclusions qui sont calibrés projet par projet et dont le niveau est adéquatement fixé au terme des travaux d'audit 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 Amendement, 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. L'actuel durcissement des marchés d'assurance peut avoir des conséquences, à terme, sur les montants de franchise ou les limites des polices, ainsi que sur la disponibilité de certaines garanties, mais le Groupe n'anticipe pas de difficultés à assurer ses actifs dans des conditions acceptables et cohérentes avec sa politique de gestion des risques.

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.

3.2.2 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 ;
- 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.

3.2.2.1 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 à la section 3.1.1 « Risques liés au secteur d'activité » du présent Amendement, 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.

Tous les trois ans, les principaux risques auxquels le Groupe est confronté font l'objet d'un processus de cartographie des risques, sous la responsabilité du Président-directeur général. Chaque mise à jour fait l'objet d'une présentation au Comité d'audit. La dernière mise à jour a été réalisée au cours du second semestre 2019.

La cartographie est un outil de pilotage de maîtrise des risques. Ainsi, au cours du second semestre 2020, cette matrice, et de manière plus globale, l'environnement des risques ont été analysés en particulier dans le contexte spécifique de la crise sanitaire par la Direction du Groupe et présentés 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 cybersécurité par un intervenant de la DGSi a été organisée en janvier 2019 à l'attention de l'ensemble des effectifs de la Société. Au cours de l'année 2020, et à la suite de l'arrivée de son Directeur des Systèmes d'Information, le Groupe a en outre fait réaliser un audit externe de son exposition aux risques de cybersécurité, qui a débouché sur le renforcement et la mise en place de plusieurs politiques internes, le déploiement d'outils de protection dédiés, portant notamment sur les échanges de données et la sécurisation des espaces de travail, et la sensibilisation de l'ensemble des collaborateurs aux risques associés à la cybersécurité à travers la mise en place d'e-learning spécifiques.

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), et la fraude aux coordonnées bancaires fournisseurs (fraude externe qui consiste à usurper l'identité d'un fournisseur habituel pour obtenir la substitution de ses coordonnées bancaires par celles du fraudeur, préalablement à la réalisation d'un règlement de facture).

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.

Focus sur le risque de corruption

L'intégrité fait partie des valeurs de Neoen qui guident ses relations et actions avec l'ensemble de nos interlocuteurs, partenaires, clients et populations locales. Partagées par l'ensemble des collaborateurs du Groupe, elles sont le socle de l'identité de Neoen et les repères intangibles du comportement de ses collaborateurs au quotidien.

Le Groupe choisit des partenaires qui agissent selon le même principe d'intégrité absolue en toutes circonstances. Cette intégrité permet au Groupe de conduire ses projets en toute transparence.

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, un plan d'actions a été élaboré et une formation a été dispensée aux salariés du Groupe jugés comme les plus exposés aux risques de corruption début 2019 (cette formation étant l'une des mesures du plan d'actions).

Le Groupe a procédé fin 2020 à la révision de sa charte éthique. Dans le cadre de cette révision, le Groupe a décidé de formaliser le dispositif destiné à prévenir le risque de corruption dans un code de conduite distinct et l'a rendu public sur son site internet.

Enfin, dans le cadre du crédit syndiqué mis en place au niveau de la Société en mars 2020, la Société s'est engagée à mettre en place un plan de formation sur les sujets d'anti-corruption à la fois en présentiel pour les personnes jugées les plus exposées à ses risques et par voie de formation en ligne pour le reste des équipes. La première formation en présentiel dans ce cadre a été dispensée en septembre 2020 et la première campagne de formation en ligne a été réalisée courant novembre-décembre 2020.

3.2.2.2 CADRE ORGANISATIONNEL DE LA GESTION DES RISQUES ET DU CONTROLE 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 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 a la charge de coordonner la mise en place, l'animation et le reporting du dispositif de contrôle interne. Il coordonne également le processus de mise à jour de la 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.

Focus sur l'élaboration de l'information comptable et financière

L'élaboration de l'information comptable et financière s'effectue sur la base de systèmes d'information permettant d'assurer le suivi de l'exhaustivité et de la correcte évaluation des transactions, ainsi que de l'élaboration des informations comptables et financières, conformément aux principes et méthodes comptables en vigueur et appliqués par la Société, tant pour ses comptes annuels que pour ses comptes consolidés.

Ces derniers sont élaborés de manière semestrielle et annuelle, sous la responsabilité de la Direction financière Groupe, de la manière suivante :

- diffusion des principes et méthodes comptables Groupe sous forme d'un manuel de procédures ;
- préparation et transmission par la Direction financière d'instructions de consolidation, à l'attention des filiales, comprenant un calendrier détaillé ;
- réalisation des comptes consolidés selon les informations transmises par l'ensemble des entités du Groupe, couvrant l'intégralité du périmètre de consolidation ;
- utilisation d'un outil unique centralisé.

Les équipes comptables centrales opèrent lors des clôtures une révision des comptes, une revue analytique des évolutions du réalisé, d'une période sur l'autre, ainsi qu'une analyse des écarts par rapport au budget.

Ce dispositif est complété par les interventions et travaux de certification des commissaires aux comptes pour les comptes annuels de la Société et consolidés du Groupe.

3.2.2.3 DISPOSITIF DE CONTROLE 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, contribuent également à un environnement de contrôle solide. La *chart of authorities* fait objet des révisions régulières afin d'assurer sa cohérence avec les besoins du Groupe au fur et à mesure de sa croissance.

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 annuellement. Des campagnes d'auto-évaluation du contrôle interne étaient ainsi réalisées historiquement, la première ayant été lancée en 2017 et une deuxième d'audit croisé entre départements ayant été réalisée fin 2018. Chaque manager concerné a ainsi évalué, sur son périmètre de responsabilité ou celui de son collègue, l'efficacité des activités de contrôle définies par le Groupe. Cela permettait 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 ont été reportés au Comité exécutif et au Comité d'audit.

Par ailleurs, le Groupe a déployé, au cours du second semestre 2019, une campagne d'audit externe, visant à vérifier d'une part la correcte exécution 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. Cet audit, qui avait porté spécifiquement sur les contrôles concourant à l'établissement des états financiers et à la production de l'information financière du Groupe, sur un périmètre ciblé sur la France, a été réalisé en 2020, sur le périmètre des entités australiennes du Groupe, et, a vocation à être étendu en 2021 à d'autres pays du Groupe, selon une logique de rotation géographique et par process.

Enfin, s'agissant du contrôle interne en matière de compliance, merci de vous référer à la section 3.2.2.1 « cartographie des risques » du présent Amendement. 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 des 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.

3.2.2.4 GESTION DES RISQUES NON-FINANCIERS IDENTIFIÉS

Le Groupe a notamment mis en œuvre les principales actions suivantes dans le cadre de son processus de gestion des principaux risques auxquels il est confronté (visés au Chapitre 3.1) destinés à limiter leur impact sur le Groupe.

Concurrence sur les marchés des énergies renouvelables

En favorisant le développement de ses projets en interne, le Groupe tend à optimiser leur coût de développement et à contribuer à la sélection des sites et des options technologiques les plus pertinentes, ce qui lui permet de pouvoir être compétitif par rapport à une concurrence qui peut être amenée à privilégier les acquisitions.

Par ailleurs, le Groupe s'est fixé des objectifs de taux de retour sur investissements (taux de rentabilité interne (TRI) à un chiffre²¹ dans les pays de l'OCDE et supérieurs à 10% (*low double digit*) dans les pays non-membres de l'OCDE), validés par son Conseil d'administration, dont le respect est suivi de manière constante lors des différentes phases

²¹ Les TRI cibles pour les pays de l'OCDE s'élèvent désormais à 7,5 % (+/- 150 points de base) pour l'Europe, 8,5% (+/- 150 points de base) pour l'Australie, et à 6 à 10 % pour les autres pays de l'OCDE, calculés sur un horizon de 30 ans.

d'un projet, de son développement jusqu'à la finalisation de sa construction. Le Groupe s'assure ainsi que ces objectifs sont bien systématiquement respectés dans le cadre des projets en développement et en construction.

La présence du Groupe sur plusieurs marchés lui permet aussi de suivre au plus près les optimisations mises en œuvre par les différents acteurs de l'industrie (par rapport à des acteurs locaux). Enfin, sa stratégie long terme qui repose sur un principe de détention majoritaire de ses actifs sur leur durée d'exploitation, à l'exclusion des projets du portefeuille sécurisé cédés dans le cadre de son activité de *Farm-Down*²², lui donne un avantage dans la négociation de PPAs avec des acteurs privés.

Par ailleurs, le Conseil d'administration de la Société a nommé en avril 2019 un administrateur référent dont le rôle inclut la gestion de toute « *situation de conflit d'intérêts, même potentiel* ».

Raccordement aux réseaux

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 établis par des experts indépendants et considérés comme probables à la date du closing financier.

Au vu des récentes évolutions sur le réseau en Australie, le Groupe porte une attention particulière, lors du choix des sites, à la robustesse du réseau, et aux investissements complémentaires qui pourraient être nécessaires dans le cadre de la réalisation de ses projets, afin de limiter les risques en phase opération.

Dans tous ses pays, lorsque les réseaux sont faibles le Groupe cherche par ailleurs un raccordement à très haute tension.

Enfin, la mise en œuvre de dispositifs de stockage d'énergie par le Groupe a aussi apporté une réponse partielle aux risques posés par l'écrêtage.

Prix des composants nécessaires à la production d'équipements renouvelables

Les contractants EPC (*Engineering Procurement Construction*) sont systématiquement choisis dans le cadre d'un processus d'appel d'offres compétitif avec au minimum 3 EPC de premier rang. Les évolutions des coûts des matériaux (Acier, Cuivre, Cobalt, Aluminium, Argent, Polysilicium) sont suivies mensuellement. L'équipe achats sécurise suivant l'importance des projets le prix, la classe de puissance et la capacité des modules photovoltaïque au travers de contrats cadres pour éviter d'être soumis à la volatilité des prix (demande fluctuante du marché chinois et barrière anti-dumping US notamment).

Prix sur les marchés de gros de l'électricité

La maîtrise du risque de marché s'applique à plusieurs étapes des projets et repose sur les bases suivantes :

- analyse et mesures ex ante : Neoen s'appuie sur des analyses de marché externes pour les scénarios de prix à moyen et long terme. Ces analyses sont produites par des sociétés spécialisées qui construisent des modèles élaborés d'évolution des marchés. Elles permettent de définir un scénario central ainsi que des scénarios alternatifs qui permettent de tester la résistance des revenus des projets et leur capacité à respecter leurs covenants financiers face à des situations plus inattendues. Dans certains cas, le Groupe développe lui-même certains scénarios alternatifs pour tester ses modèles ;
- couverture du risque de marché : sur les marchés où les projets sont en phase de production et exposés au risque de prix sur les marchés de gros (comme en Australie), le Groupe dédie des équipes à l'analyse fine des risques de marché sur des durées plus courtes (de quelques mois à quelques années). Ces équipes développent des stratégies de couverture du risque sur les marchés à terme, qui sont validées par un comité regroupant les équipes de direction. Les premières applications pratiques

²² Dès la phase de développement ou de construction de ses projets, le Groupe envisage dès 2021 de procéder de manière régulière mais sélective, et dans un souci d'optimisation de son bilan, de ses capacités financières, et de sa rentabilité, à la cession totale ou majoritaire, de projets de son portefeuille sécurisé (*Farm-Down*), dans la limite d'un volume de projets ne dépassant pas 20 % de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé.

s'appliquent aux certificats LGCs en Australie et le Groupe a vocation à étendre sa politique de couverture du risque de marché aux CELs au Mexique ;

- gestion opérationnelle des actifs de production : pour les projets en production, si le risque de prix négatifs existe, des équipes sont affectées au suivi de la production en temps réel. L'Australie dispose par exemple d'un centre de contrôle opérationnel qui fonctionne sept jours sur sept, vingt-quatre heures sur vingt-quatre. Les opérateurs suivent les prix du marché spot et la production en parallèle. En cas de nécessité, ils peuvent modifier le niveau de production, voire stopper complètement la production en cas de prix négatifs ;

Complémentarité des actifs : le risque de marché, peut être aussi géré grâce à d'autres actifs comme les batteries. Les batteries permettent de tirer avantage de la volatilité des marchés avec une faible exposition aux hausses ou baisses structurelles de prix. Les batteries protègent efficacement les revenus contre les déformations intra journalières des prix, notamment les prix négatifs. Le Groupe a acquis une grande expérience d'opération de batteries, notamment grâce à Hornsdale Power Reserve, la première centrale de stockage à grande échelle au monde qui a fait l'objet d'une extension à hauteur de 50 MW au cours de l'année 2020, en Australie méridionale ou à Yllikkälä Power Reserve en Finlande.

Emploi de contractants tiers

Le Groupe contractualise avec des fournisseurs Tier 1, et dans la mesure du possible, dans un format de contrat essentiellement « clés en mains », les contrats faisant l'objet d'un allotissement demeurant à ce jour minoritaires au sein du portefeuille de contrats de construction du Groupe. La négociation de ces contrats est effectuée par des équipes dédiées et expérimentées, constituées de professionnels des départements achats et juridiques de la Société, assistés en fonction des besoins d'experts techniques et d'avocats. Les obligations des contractants en matière de santé, de sécurité et d'environnement (*Health, Safety and Environment*) font systématiquement l'objet de clauses spécifiques et conformes aux meilleures pratiques du secteur dans les contrats conclus par le Groupe.

Le suivi de l'exécution des contrats est quant à lui assuré par une équipe construction dédiée et expérimentée, appuyée par des consultants et des experts techniques de premier plan, en phase de construction, et par une équipe exploitation, elle aussi dédiée et expérimentée en phase d'opération et de maintenance. En cas de désaccords quant à l'exécution de ses contrats, le Groupe peut être amené à faire appel aux services de cabinets d'avocats de premier plan, spécialisés dans ces problématiques.

Le Groupe ne conclut généralement pas de contrats-cadres et la sélection des EPC se fait projet par projet. Par ailleurs, les acteurs EPC fournissent au Groupe des garanties d'exécution de leurs obligations au titre des contrats, couvrant notamment le risque de retard, dans des limites négociées contractuellement, lesdites garanties étant portées par des établissements financiers auxquels le Groupe porte une attention particulière.

Obtention d'accords de financement auprès de différentes sources, en particulier par endettement externe

Le Groupe procède en priorité au développement de projets dans les pays de l'OCDE, et en veillant à diversifier son exposition géographique. Afin de limiter son exposition, la politique actuelle du Groupe est ainsi de viser une répartition de 80 % de la puissance installée dans les pays OCDE, contre 20 % dans les pays hors OCDE.

Toutefois, son développement international déjà engagé et en accélération, est susceptible de l'exposer à des conditions de financement plus instables ou moins prévisibles.

Par ailleurs, avant d'investir significativement dans un projet, le Groupe effectue de manière systématique une analyse préalable du caractère « bancarisable » de celui-ci notamment auprès d'établissements de crédit ou de banques de développement.

Le Groupe s'attache par ailleurs à diversifier ses contreparties bancaires en veillant, pour les différentes géographies sur lesquelles il intervient, à constituer un pool d'établissements prêteurs réguliers suffisant pour répondre aux besoins associés au développement de ses projets.

Expansion du Groupe sur des marchés émergents

Le Groupe a vocation à accroître sa présence à l'international.

L'ouverture chaque année de nouveaux pays, parfois dans des zones fragiles d'un point de vue géopolitique, a pour conséquence de générer une nouvelle exposition potentielle. Le Groupe a pour politique de souscrire des polices d'assurance spécifiques visant à protéger les actifs pour les risques de dommages matériels et pertes de revenu associées, causés par des actes terroristes notamment.

Cette expansion crée toutefois un effet de dispersion du risque, qui restera latent dans toute zone géographique sensible même lorsque l'activité du Groupe devient localement plus mature.

Par ailleurs, la politique en matière de santé, sécurité et environnement mise en place par le Groupe est en constant renforcement, et comprend des volets dédiés à la santé et la sécurité de ses personnels.

Enfin, le Groupe, dans ses choix d'investissements futurs, effectue des veilles précises sur la situation économique, politique et réglementaire des pays dans lesquels il est susceptible d'investir. Il est aussi vigilant à bien diversifier ses investissements de manière à limiter son exposition aux pays émergents, et ses sources de financement externe, en s'appuyant principalement sur des banques de développement internationales (*Development Finance Institutions, DFI*). La politique actuelle du Groupe est ainsi de viser une répartition de 80 % de la puissance installée dans les pays OCDE, contre 20 % dans les pays hors OCDE.

Projets en phase de développement et de construction

Les équipes de développement du Groupe concentrent leurs efforts essentiellement sur des géographies connues et des projets dont les perspectives de réalisation sont avérées. Les investissements consacrés aux nouvelles géographies et aux phases de prospection initiale font l'objet d'un contrôle et d'un suivi strict.

Pour la construction de ses installations, le Groupe conclut des contrats, très majoritairement « clés en mains », avec des acteurs EPC de premier plan qui intègrent des régimes de pénalité et/ou de compensation, jusqu'à un plafond défini contractuellement, des pertes de revenus associées, en cas de non-respect des délais contractuels, et dont l'exécution fait l'objet d'un suivi et d'une supervision précise de la part des équipes construction internes du Groupe.

Sécurisation préalable de contrats de vente d'électricité

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.

Le Groupe pourrait aussi considérer de procéder à la cession de ces projets à des tiers, dans le cadre de la mise en œuvre de son activité de *Farm-Down*²³ et ce dans une limite annuelle d'un volume de projets concerné ne dépassant pas 20 % de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé, sa priorité demeurant au maintien d'une stratégie de type *develop to own*.

Le Groupe est par ailleurs susceptible de concevoir et développer certains de ses projets en vue de vendre leur production sur les marchés spot ou à terme de l'électricité, dans le respect des objectifs fixés en matière d'exposition aux risques de marchés de l'électricité. Le Groupe a en effet désormais pour objectif que la part de sa capacité installée en opération dont les revenus sont exposés aux prix de marché ne dépasse pas 20 % de sa capacité en opération totale hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux.

En 2020, 12,4 % de la capacité en opération et en construction était exposée à la variabilité des prix de marché, les revenus issus de ventes sur les marchés de l'électricité, représentant 19,6 % de son chiffre d'affaires consolidé.

²³ Dès la phase de développement ou de construction de ses projets, le Groupe envisage dès 2021 de procéder de manière régulière mais sélective, et dans un souci d'optimisation de son bilan, de ses capacités financières, et de sa rentabilité, à la cession totale ou majoritaire, de projets de son portefeuille sécurisé (*Farm-Down*), dans la limite d'un volume de projets ne dépassant pas 20 % de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé.

Résiliation d'un contrat de vente d'électricité ou défauts ou retards de paiement par les contreparties

Les contrats de vente d'électricité conclus par le Groupe peuvent être résiliés par les contreparties 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. Cette faculté de résiliation de la part des contreparties est en général conditionnée au paiement de pénalités de résiliation.

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. Dans les pays non OCDE, le Groupe tend en outre à financer ses projets en s'appuyant sur des banques de développement, susceptibles de l'accompagner dans ses relations avec ses contreparties dès lors que le risque de contrepartie est avéré, ou en amont de sa matérialisation.

Par ailleurs, lors de la détermination et la négociation des prix de vente proposés pour l'électricité produite par ses centrales, que ce soit en phase d'appel d'offres, ou de négociation bilatérale avec des contreparties, le Groupe inclut, dans ses objectifs cibles de taux de retour sur investissement, une prise en compte systématique du risque de crédit spécifique à chacune de ces contreparties.

Entretien et rénovation des installations de production d'électricité

L'entretien et la rénovation des installations de production d'électricité sont assurés par des prestataires externes, sélectionnés par le Groupe parmi des acteurs de premier plan, le plus souvent dans le cadre de contrats clés en mains de construction et d'opération, qui incluent des obligations de disponibilité et de performance, sanctionnées par des pénalités.

Niveau de levier et mode de financement du Groupe

L'endettement de chaque société de projet du Groupe contracté pour le montant du projet est sans recours ou à recours limité 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 en Argentine, prévue pour le troisième trimestre 2021.

L'endettement est ainsi 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 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.

Les dettes mezzanines, dont le remboursement est adossé aux flux de dividendes et de remboursement de comptes courants d'associés des projets qu'elles couvrent, sont, elles aussi, sans recours ou à recours limité sur la Société et les autres entités situées hors du périmètre qu'elles couvrent.

S'agissant des financements corporate du Groupe, dont le crédit syndiqué mis en place en mars 2020, objet du respect de *covenants* spécifiques, et qui demeurerait non tiré au 31 décembre 2020, leur remboursement en principal et intérêts est assuré par les flux de dividendes et de remboursement de comptes courants d'associés provenant des différents projets, après remboursement et paiement des intérêts associés le cas échéant à des dettes mezzanines intermédiaires. Ces flux font l'objet d'un suivi spécifique et de projections régulières visant à piloter en continu les conditions de couverture du principal et des intérêts de ces financements.

Clauses spécifiques des contrats de financement (covenants)

Le Groupe procède à un suivi détaillé du respect des *covenants* définis dans l'ensemble de ses contrats de financement. S'il venait à anticiper un cas de non-respect de ces *covenants* sur une période donnée, il engagerait des discussions avec les contreparties dans l'objectif d'obtenir un *waiver*.

Ainsi, à la date du présent Amendement, la Société n'a pas connaissance d'éléments indiquant que les différentes sociétés financées par des dettes projet ou dettes mezzanines ne respectent pas, sur la base des derniers calculs disponibles, leurs covenants de ratios financiers de DSCR minimum, ou de fonds propres minimum.

A la date du présent Amendement, la réception technique provisoire (*PA – Provisional Acceptance*) de la centrale mexicaine d'El Llano n'a encore été prononcée, en raison notamment de retards pris dans la finalisation des opérations de construction, et du fait de délais dans la réalisation des tests pré-opérationnels par le Centre National de Contrôle de l'Energie (CENACE), qui n'ont été finalisés qu'au quatrième trimestre 2020, entraînant de fait certaines non-conformités documentaires au sens des contrats de financement de cette centrale. En conséquence, les financements mobilisés au titre de ce projet ont été présentés en dettes financières courantes, dans les comptes annuels du Groupe.

En date de publication de ses comptes, le Groupe continue de travailler activement avec le constructeur afin d'amener dès que possible la production de la centrale d'El Llano à des niveaux proches de sa capacité nominale et de procéder à sa réception technique provisoire, de manière à lever ces non-conformités documentaires. La centrale, qui est entrée en production en février 2020, continue par ailleurs à générer de l'électricité vendue sur le marché spot.

Recouvrabilité des impôts différés actifs

La reconnaissance des impôts différés actifs dans les comptes du Groupe est assise sur une évaluation initiale de leur caractère effectivement recouvrable, qui fait l'objet d'une revue à chaque date de clôture comptable. Celle-ci est notamment supportée par les business plans projets, développés dans le cadre du montage des financements de projets, et faisant l'objet d'une mise à jour régulière, dès lors que des modifications significatives sont intervenues d'un point de vue opérationnel, financier ou encore fiscal, susceptibles d'affecter le business plan d'origine.

Évolution des règles fiscales

Le Groupe s'est doté d'une politique fiscale fondée sur le respect strict des lois et réglementations applicables. Le Groupe applique par ailleurs une politique de prix de transfert dûment documentée et reposant sur un strict principe de refacturation des coûts encourus auquel est appliqué une marge limitée. Il adopte une attitude transparente envers les autorités fiscales.

Enfin, la diversification croissante du Groupe en termes de géographies et de catégories de produits atténue l'impact potentiel des risques fiscaux.

Évolution défavorable de la réglementation ou des politiques publiques de soutien aux énergies renouvelables

S'agissant de réglementation, le Groupe reste tributaire de l'évolution des politiques des différents pays dans lesquels il opère.

Il convient toutefois de noter que :

- les conférences internationales type COP ont montré que de nombreux pays commencent à prendre conscience du problème, notamment sous l'effet de la pression qu'organisent les populations sur leurs gouvernements (marches pour le climat...) ;
- le Groupe bénéficie du soutien des banques finançant ses installations de production, en particulier des banques de développement ;
- l'amélioration continue de la compétitivité des actifs éoliens, solaires et de stockage leur permet d'atteindre, dans la plupart des pays dans lesquels le Groupe opère, la parité réseau.

Par ailleurs, le Groupe s'efforce de défendre ses intérêts devant les tribunaux. Par exemple, à la suite de l'adoption de la Résolution du CENACE en avril 2020 au Mexique, ENR AGS, SA de CV, filiale mexicaine détenue indirectement à 100% par la Société, a déposé un recours auprès d'un tribunal mexicain pour contester la constitutionnalité de la Résolution du CENACE (*amparo*) et obtenu un ordre judiciaire suspendant ses effets jusqu'à la décision finale du tribunal au fond. Cela a permis à ENR AGS, SA de CV de reprendre et finaliser les tests préliminaires et démarrer l'exploitation de son projet dans l'État d'Aguascalientes. ENR AGS, SA de CV a également déposé un recours auprès

d'un tribunal mexicain pour contester la constitutionnalité de la *Reliability Policy (amparo)* de mai 2020 du SENER et obtenu un ordre judiciaire suspendant ses effets jusqu'à la décision finale du tribunal au fond. Les deux recours sont actuellement au stade de la présentation des preuves.

En outre, afin de faire face à l'évolution potentiellement rapide et aléatoire des règles, le Groupe met en œuvre des due diligences strictes préalablement au closing financier de ses projets pour connaître les règles et leurs évolutions potentielles. Il s'appuie par ailleurs sur des asset managers dédiés, qui assurent au plus près le suivi des projets et de leurs contraintes, et sur l'intervention constante des équipes juridiques dans l'analyse des évolutions réglementaires.

Le Groupe attache enfin une importance forte au fait de devenir un leader local afin de mieux comprendre et anticiper les changements possibles des régulations locales.

Obtention des permis, licences et autorisations nécessaires à l'exercice de ses activités ou à l'implantation de ses installations

Le Groupe dispose d'équipes de développement spécialisées sur les pays qui travaillent à l'obtention de ces permis et licences. La multiplication des projets dans un pays permet de mieux comprendre les processus d'obtention, en particulier dans les pays ayant des caractéristiques régionales fortes. Ceci est particulièrement vérifié en France, pays dans lequel le Groupe dispose d'une connaissance précise des différentes sensibilités au regard du développement des énergies renouvelables selon les régions.

Le Groupe se fait accompagner par des sous-traitants locaux spécialisés pour faire les analyses nécessaires aux demandes de permis (études techniques, études d'impact...) ainsi que par des avocats pour avoir l'exhaustivité des permis.

Le positionnement du Groupe (leader local ou projets de grande taille) permet d'avoir l'attention des pouvoirs centraux, et par conséquent de limiter les décisions discrétionnaires dans les pays en développement.

Diminution ou remise en cause des prix et tarifs réglementés d'achat d'électricité renouvelable

Le Groupe a fait le choix de concentrer ses investissements dans des pays pour lesquels ses installations de production d'électricité d'origine renouvelable sont très majoritairement à parité réseau, rendant de ce fait moins probable la diminution ou la remise en cause des prix et tarifs réglementés d'achat d'électricité renouvelable, déjà compétitifs par rapport aux sources conventionnelles de production d'électricité.

Dans l'hypothèse d'une remise en cause de ces prix ou tarifs réglementés, la compétitivité toujours recherchée par le Groupe de ses installations par rapport aux autres sources de production d'énergie, permettrait par ailleurs de procéder à la vente de l'électricité produite sur les marchés spot ou à terme de l'électricité.

Enfin la forte diversification géographique du Groupe le rend moins exposé à une remise en cause des prix et tarifs d'achat règlementés dans une géographie spécifique.

Opposition à l'implantation d'une installation par les populations locales ou à la remise en cause des permis, licences et autorisations postérieurement à leur obtention par le Groupe

De manière générale, le Groupe privilégie les échanges et les mesures compensatoires afin de limiter l'impact d'un projet, ou l'opposition locale. Pour le solaire, des réflexions sont engagées, en impliquant les populations locales, pour limiter l'impact du projet, par exemple via des mesures compensatoires de reboisement, l'installation de haies paysagères et des mesures de protection de la biodiversité.

Pour les projets éoliens, une population impliquée au plus tôt dans le développement d'un projet aura tendance à mieux accepter l'implantation. Des dispositifs de concertation préalable sont donc mis en place par les équipes de Neoen avant le dépôt des demandes d'autorisation, pour impliquer les riverains dans l'élaboration du projet et la prise en compte des enjeux locaux. Les moyens mis en œuvre seront adaptés en fonction du contexte, de la présence d'éoliennes à proximité, ou encore de l'influence des associations anti-éoliennes implantées de manière globale sur le territoire français : implication des élus locaux, organisation de réunion ou permanences d'informations,

porte-à-porte, distribution de notes d'information, visite de parc contribuent au renforcement de l'acceptation locale et permettent de définir les mesures adéquates à mettre en œuvre pour éviter, réduire et compenser les impacts d'un projet.

Afin de déployer ces dispositifs, en plus des chefs de projets en relation directe avec les parties prenantes locales, le Groupe dispose de personnel en charge des relations avec les communautés (Australie), ou fait appel à des consultants spécialisés sur certaines régions (Amérique latine, Afrique ou Europe), afin d'assurer une bonne relation sur la durée.

Dans certains cas pour ne pas retarder la construction et l'exploitation d'un projet le Groupe pourrait être amené à explorer l'opportunité de mettre en place des assurances protégeant contre les conséquences financières subies en cas de succès de recours contre des permis obtenus par le Groupe pour un projet donné.

Infrastructure informatique

Afin de sécuriser son infrastructure informatique, dans un contexte de fort développement, le Groupe a conclu plusieurs contrats auprès de prestataires externes visant à assurer la performance, la continuité et la protection de ces systèmes. Ces contrats contiennent des obligations de performance spécifiques, qui font l'objet d'un monitoring précis et régulier.

Le Groupe a par ailleurs créé une fonction informatique en interne en recrutant un Directeur des Systèmes d'Information en janvier 2020. Celui-ci a notamment renforcé les investissements humains et matériels réalisés par le Groupe en matière de cyber-sécurité, de suivi et de sécurisation des outils de mesure de la performance des actifs de production, et de développements informatiques portant sur certaines fonctions clés du Groupe (exploitation, financement et ressources humaines notamment).

Capacité de rétention des cadres clés et employés et à l'embauche et la rétention de nouveaux employés qualifiés

Le Groupe attache une grande valeur à son capital humain, lequel constitue l'un de ses atouts fondamentaux et cherche à favoriser l'émergence de talents au sein de son personnel, notamment en le confrontant à des positions et à des expériences nouvelles au sein des différentes filiales du Groupe.

Le Groupe procède chaque année à revue de ses effectifs et identifie à cette occasion des fonctions et profils clés pour lesquels des politiques spécifiques de rétention et des plans de succession sont mis en place.

Dans ce cadre, le Groupe encourage vivement la mobilité entre fonctions et internationale de ses collaborateurs.

Par ailleurs, le Groupe a historiquement proposé des plans de stock-options et d'attribution d'actions de performance à ses collaborateurs clés, tels que décrits aux sections 4, 6 et 7 du Document d'Enregistrement Universel 2019 et section 5 du présent Amendement.

Enfin, un plan d'intéressement a été mis en place en France en 2019 et un plan d'actionnariat salarié au bénéfice des salariés français du Groupe a été mis en place pour la première fois en mars 2020, se référer aux sections 4, 6 et 7 du Document d'Enregistrement Universel 2019 et section 5 du présent Amendement.

Changement climatique et épisodes météorologiques extrêmes

Les dispositifs de maîtrise déployés par le Groupe concernant les risques météorologiques extrêmes et le changement climatique sont de trois ordres :

- la construction des actifs selon des normes (sismiques, vent, inondation etc.) robustes ;
- un suivi en temps réel des conditions climatiques dans lesquelles opèrent les actifs du Groupe, qui permet une connaissance fine et immédiate des conséquences actuelles du changement climatique sur ces actifs. Ce suivi doit permettre d'identifier et anticiper les éventuelles actions à mettre en place en cas de variations trop importantes ;
- une couverture assurantielle de ces actifs au sein de laquelle les questions météorologiques occupent une place fondamentale. Le transfert des risques au marché de l'assurance est défini en fonction de critères

clairs de solidité financière des assureurs-partenaires et de leur capacité à couvrir les événements météorologiques majeurs et catastrophes naturelles qui pourraient affecter les actifs du groupe. Compte tenu de l'actuel durcissement du marché mondial des assurances, le Groupe peut être amené à faire réaliser des études techniques permettant de définir le niveau de garanties adapté aux risques de chaque actif. La couverture comprend aussi bien la couverture des actifs physiques (dommages aux biens) que celle des revenus escomptés des actifs (pertes d'exploitation), ou encore des frais supplémentaires d'opération et maintenance pendant la réparation d'un sinistre. Cette couverture adaptée, telle que décrit dans la section 3.2 « assurances et gestion des risques », permet de protéger autant que possible le Groupe et ses actifs contre l'incertitude liée aux événements météorologiques extrêmes.

Conditions météorologiques et notamment ressources solaires et éoliennes

A la date du présent Amendement, bien que le Groupe réalise l'essentiel de son activité en France (29 % des MW en opération au 31 décembre 2020), en Australie (36 % des MW en opération au 31 décembre 2020) et voit ses activités progresser en Amériques (26 % des MW en opération au 31 décembre 2020), sa stratégie de diversification géographique et technologique de son portefeuille de projets devrait limiter à l'avenir l'importance de ce risque au niveau consolidé.

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 statistiquement sur le long terme.

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.

En gestionnaire responsable, le Groupe suit de près le développement de couvertures assurantielles ou financières ayant pour paramètre la disponibilité des ressources naturelles renouvelables (notamment éolienne et solaire). S'il n'a pas pour l'instant jugé bon de souscrire ces couvertures en vertu de leur coût élevé et de leur efficacité encore trop relative, il reste néanmoins à l'écoute des évolutions de ces produits dont l'objectif est de protéger la performance économique d'un actif en cas de manque ou de trop-plein de ressources naturelles renouvelables.

3.2.2.5 GESTION DES RISQUES FINANCIERS

Risque 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 2019 et 31 décembre 2020 :

(en millions d'euros)	31.12.2020	31.12.2019
Dettes à taux fixes	1 030,1	856,2
Dettes à taux variables	1 609,5	1 463,0
Effet des couvertures	109,8	95,4
TOTAL DES DETTES FINANCIERES APRES EFFET DES COUVERTURES	2 749,4	2 414,6

Par principe, les financements de projets souscrits généralement à taux variable et les flux d'intérêts variables font l'objet d'une couverture qui représente en général 75 % ou plus du montant financé à taux variable. 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 comptes consolidés en section 4.1 – note 19.2 « dette nette » des comptes consolidés de l'exercice 2020.

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 2019 et 31 décembre 2020, 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
	Inférieur à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total			
Au 31 décembre 2019						
Swaps de taux - Solaire	(101,4)	(379,2)	(480,6)	(36,5)	43,9	-
Swaps de taux - Eolien	(145,1)	(394,7)	(539,8)	(58,8)	59,3	-
TOTAL	(246,5)	(773,9)	(1 020,4)	(95,3)	103,2	-
Au 31 décembre 2020						
Swaps de taux - Solaire	(128,1)	(306,0)	(434,1)	(54,4)	60,4	-
Swaps de taux - Eolien	(159,1)	(425,4)	(584,5)	(54,2)	81,5	-
TOTAL	(287,2)	(731,4)	(1 018,6)	(108,6)	141,9	-

Risque 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 2019 et 31 décembre 2020 :

(en millions d'euros)	31.12.2020	31.12.2019
Créances clients	73,2	52,2
Dépréciations créances clients	-	-
TOTAL CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	73,2	52,2

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 autant, la part des entités privées ainsi que des contreparties de marché (exposition spot) est néanmoins amenée à croître à l'avenir.

Le Groupe pourrait en effet concevoir et développer certains de ses projets en vue de vendre leur production sur les marchés spot ou à terme de l'électricité, dans le respect des objectifs fixés en matière d'exposition aux risques de marchés de l'électricité. Pour mémoire, le Groupe a désormais pour objectif que la part de sa capacité installée en opération dont les revenus sont exposés aux prix de marché ne dépasse pas 20 % de sa capacité en opération totale

hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux. 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.

S'agissant par ailleurs du risque de contrepartie associé à la gestion de sa trésorerie et à ses opérations de couverture de taux ou de change le Groupe place ses disponibilités, quasi-disponibilités, et conclut des contrats de couverture de taux d'intérêt ou de change auprès d'institutions financières de premier rang.

Risque 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 à la section 2.4 et au paragraphe 3.1.3 « Risques liés au niveau de levier et au mode de financement du Groupe » du présent Amendement.

En date du présent Amendement et compte tenu de ses obligations actuelles et des investissements prévus dans le cadre de l'exécution par la Société de son plan d'investissement au cours des douze prochains mois, celle-ci ne dispose pas des ressources financières suffisantes sur la période considérée.

Le montant net supplémentaire de trésorerie nécessaire à la poursuite des activités de la Société au cours des douze prochains mois est estimé à environ 300 M€.

Une augmentation de capital constitue ainsi la solution privilégiée par la Société pour financer la poursuite de ses activités nécessaires à son développement sur la période considérée.

Cependant, dans le cas où la Société retarderait certains projets prévus dans le cadre de l'exécution de son plan d'investissement, l'insuffisance de trésorerie n'interviendrait plus au cours des douze prochains mois.

Le tableau suivant résume les ressources disponibles (position de liquidité) du Groupe aux 31 décembre 2019 et 31 décembre 2020 (se reporter à la section 4.1 - note 21.4 « Risques de liquidité » des comptes consolidés de l'exercice 2020) :

(en millions d'euros)	31.12.2020	31.12.2019
Trésorerie et équivalents de trésorerie :	374,9	460,5
dont placements à court terme	0,7	11,6
dont disponibilités	374,2	448,9
Autorisations de découverts disponibles	238,0	130,0
TOTAL	612,9	590,5

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.

Risque de change

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 2019 et 31 décembre 2020 (hors dettes locatives et investissements minoritaires) :

(En millions d'euros)	31.12.2020	31.12.2019
Dettes libellées en euros	1 267,5	955,7
Dettes libellées en dollars australiens (converties en euros)	798,8	843,9
Dettes libellées en dollars américains (converties en euros)	479,1	432,6
Dettes libellées en autres devises (converties en euros)	7,0	15,2
TOTAL DETTES FINANCIERES	2 552, 3	2 247,5

4 COMPTES CONSOLIDÉS 31 DECEMBRE 2020

4.1 COMPTES CONSOLIDÉS	122
4.1.1 COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ	122
4.1.2 ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	123
4.1.3 ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE	124
4.1.4 TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS	125
4.1.5 TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS	126
4.1.6 NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	127
NOTE 1. INFORMATION SECTORIELLE.....	127
NOTE 2. INFORMATIONS GÉNÉRALES ET PRINCIPES COMPTABLES	129
NOTE 2.1. Identification de l'émetteur	129
NOTE 2.2. Événements de la période	129
NOTE 2.3. Normes, amendements et interprétations adoptés par l'Union européenne et d'application obligatoire ou optionnelle à compter du 1er janvier 2020	133
NOTE 2.4. Normes, amendements et interprétations d'application NON obligatoire à compter du 1er Janvier 2020	133
NOTE 2.5. Normes, amendements et interprétations publiés par l'IASB et non encore adoptés par l'UE.....	133
NOTE 2.6. Estimations et jugements	134
NOTE 3. PRISE EN COMPTE DE L'IMPACT COVID-19 DANS L'ÉTABLISSEMENT DES ÉTATS FINANCIERS AU 31 DÉCEMBRE 2020.....	135
NOTE 4. MÉTHODES DE CONVERSION.....	136
NOTE 5. PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	136
NOTE 5.1. Principes comptables	136
NOTE 5.2. Sociétés consolidées	137
NOTE 5.3. Sociétés non consolidées	138
NOTE 5.4. Évolution du périmètre	138
NOTE 6. VENTES.....	139
NOTE 6.1. Chiffre d'affaires	139
NOTE 6.2. Créances clients.....	140
NOTE 7. ACHATS ET STOCKS.....	141
NOTE 7.1. Achats de marchandises et variation de stocks.....	141
NOTE 7.2. Stocks.....	141
NOTE 7.3. Charges externes.....	142
NOTE 7.4. Fournisseurs et comptes rattachés	142
NOTE 8. CHARGES ET AVANTAGES AU PERSONNEL.....	142
NOTE 8.1. Charges de personnel.....	142
NOTE 8.2. Rémunération des dirigeants	143
NOTE 8.3. Paiements fondés sur des actions	143
NOTE 9. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS COURANTS.....	145

NOTE 10. ÉLÉMENTS NON COURANTS DE L'ACTIVITÉ OPÉRATIONNELLE	145
NOTE 11. IMPÔTS	147
NOTE 11.1. Impôts, taxes et versements assimilés	147
NOTE 11.2. Impôts sur les résultats	148
NOTE 11.3. Impôts différés.....	149
NOTE 12. ÉCART D'ACQUISITION, IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	150
NOTE 12.1. ÉCART d'ACQUISITION	150
NOTE 12.2. Immobilisations incorporelles	150
NOTE 12.3. Immobilisations corporelles.....	152
NOTE 13. PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET COENTREPRISES.....	156
NOTE 14. ACTIFS FINANCIERS NON COURANTS	156
NOTE 15. AUTRES ACTIFS COURANTS	157
NOTE 16. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	157
NOTE 17. CAPITAUX PROPRES ET DÉTAIL DES INSTRUMENTS DILUTIFS.....	158
NOTE 18. PROVISIONS.....	162
NOTE 19. FINANCEMENT ET INSTRUMENTS FINANCIERS	163
NOTE 19.1. Résultat financier	163
NOTE 19.2. Dette nette.....	164
NOTE 19.3. Instruments financiers dérivés	170
NOTE 19.4. Juste valeur des actifs et passifs financiers.....	170
NOTE 20. AUTRES PASSIFS COURANTS	171
NOTE 20.1. Dettes fiscales et sociales.....	171
NOTE 20.2. Autres passifs courants.....	171
NOTE 21. GESTION DES RISQUES	171
NOTE 21.1. Risques de taux	171
NOTE 21.2. Risques de change	172
NOTE 21.3. Risques de contrepartie	172
NOTE 21.4. Risques de liquidité.....	173
NOTE 21.5. Risques liés aux évolutions réglementaires.....	173
NOTE 22. ENGAGEMENTS HORS BILAN	174
NOTE 22.1. Engagements hors bilan donnés	174
NOTE 22.2. Engagements hors bilan reçus	174
NOTE 23. TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	175
NOTE 24. HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	175
NOTE 25. ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	176
4.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS	176

4.1 Comptes consolidés

4.1.1 COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE

	Notes	Exercice 2020	Exercice 2019
<i>(En millions d'euros, excepté les données relatives au résultat par action)</i>			
Ventes d'énergies sous contrat		235,1	214,7
Ventes d'énergies sur le marché		58,7	32,7
Autres produits		5,0	5,9
Chiffre d'affaires	6.1	298,8	253,2
Achats de marchandises et variation de stocks	7.1	2,9	(0,7)
Charges externes et de personnel	7.3 et 8.1	(73,9)	(59,1)
Impôts, taxes et versements assimilés	11.1	(7,7)	(5,4)
Autres produits et charges opérationnels courants	9	49,6	27,6
Quote-part du résultat net des entreprises associées et coentreprises	13	0,7	0,7
Amortissements et provisions opérationnels courants	12.2 et 12.3	(109,8)	(80,2)
Résultat opérationnel courant		160,5	135,9
Autres produits et charges opérationnels non courants	10	(4,0)	(5,5)
Dépréciations d'actifs non courants	10	(14,1)	1,5
Résultat opérationnel		142,4	131,9
Coût de l'endettement financier		(101,8)	(79,0)
Autres produits et charges financiers		(15,9)	(8,0)
Résultat financier	19.1	(117,7)	(87,0)
Résultat avant impôts		24,8	44,9
Impôts sur les résultats	11.2 et 11.3	(21,4)	(23,7)
Résultat net des activités poursuivies		3,3	21,2
Résultat net des activités non poursuivies		-	15,8
Résultat net de l'ensemble consolidé		3,3	37,0
<i>Résultat net - part du groupe</i>		3,9	36,0
<i>dont résultat net des activités poursuivies - part du groupe</i>		3,9	19,4
<i>dont résultat net des activités non poursuivies - part du groupe</i>		-	16,7
<i>Résultat net - participations ne donnant pas le contrôle</i>		(0,5)	1,0
<i>dont résultat net des activités poursuivies - participations ne donnant pas le contrôle</i>		(0,5)	1,9
<i>dont résultat net des activités non poursuivies - participations ne donnant pas le contrôle</i>		-	(0,9)
<i>Résultat de base par action (en euros)</i>		0,04	0,44
<i>dont résultat net des activités poursuivies par action (en euros)</i>		0,04	0,25
<i>dont résultat net des activités non poursuivies par action (en euros)</i>		-	0,19
<i>Résultat par action - après dilution (en euros)</i>		0,04	0,41
<i>dont résultat net des activités poursuivies par action - après dilution (en euros)</i>		0,04	0,24
<i>dont résultat net des activités non poursuivies par action - après dilution (en euros)</i>		-	0,18

4.1.2 ETAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

L'état du résultat global présente le résultat net ainsi que les autres éléments du résultat global au titre de la période (c'est-à-dire les éléments de produits et de charges qui ne sont pas comptabilisés en résultat net en application des normes IFRS).

En millions d'euros	Notes	Exercice 2020	Exercice 2019
Résultat net de l'ensemble consolidé		3,3	37,0
Différences de conversion ⁽¹⁾		(25,5)	7,4
Couverture de flux de trésorerie (swaps de taux d'intérêt) ⁽²⁾	19.3	(39,9)	(66,5)
Impôts différés liés aux couvertures de flux de trésorerie ⁽²⁾	11.3	9,6	19,3
Eléments recyclables par résultat		(55,8)	(39,8)
Résultat global de l'ensemble consolidé		(52,5)	(2,8)
<i>Dont résultat global - part du groupe</i>		(48,6)	(0,3)
<i>Dont résultat global des participations ne donnant pas le contrôle</i>		(3,9)	(2,5)

(1) En 2020, les différences de conversion s'expliquent pour (31,2) millions d'euros par l'évolution défavorable du taux de change du dollar américain, et pour 5,7 millions d'euros par l'évolution favorable du taux de change du dollar australien.

(2) La couverture de flux de trésorerie représente la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés considérés efficaces au sens de la norme IFRS 9 « Instruments financiers ». Ces instruments étant efficaces, la variation est comptabilisée en « autres éléments du résultat global » dans les états financiers ainsi que l'impôt différé correspondant.

4.1.3 ETAT DE LA SITUATION FINANCIERE CONSOLIDEE

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31.12.2020	31.12.2019
Ecarts d'acquisition	12.1	0,7	0,7
Immobilisations incorporelles	12.2	208,7	183,3
Immobilisations corporelles	12.3	2 838,7	2 387,3
Participations dans les entreprises associées et co-entreprises	13	7,3	6,9
Instruments financiers dérivés non courants	19.3	2,2	2,0
Actifs financiers non courants	14	92,2	125,2
Impôts différés actifs	11.3	62,2	55,6
Total des actifs non courants		3 212,0	2 761,0
Stocks	7.2	4,7	0,7
Clients et comptes rattachés	6.2	73,2	52,2
Autres actifs courants	15	112,3	111,2
Trésorerie et équivalents de trésorerie	16	374,9	460,5
Total des actifs courants		565,1	624,7
Total de l'actif		3 777,1	3 385,7

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31.12.2020	31.12.2019
Capital		171,1	170,2
Primes		502,3	501,0
Réserves		(40,0)	(42,4)
Actions propres		(0,4)	(3,8)
Résultat de l'exercice - part du groupe		3,9	36,0
Capitaux propres part du groupe	17	636,8	661,0
Participations ne donnant pas le contrôle	17	4,8	19,5
Capitaux propres	17	641,6	680,5
Provisions non courantes	18	57,4	13,8
Financements des projets - non courant	19.2	2 027,1	1 979,8
Financements corporate - non courant	19.2	325,4	190,6
Instruments financiers dérivés non courants	19.2	90,2	83,8
Autres passifs non courants ⁽¹⁾		22,3	34,1
Impôts différés passifs	11.3	53,3	49,6
Total des passifs non courants		2 575,7	2 351,7
Provisions courantes	18	0,5	-
Financements des projets - courant	19.2	273,1	144,8
Financements corporate - courant	19.2	14,0	4,0
Instruments financiers dérivés courants	19.2	19,6	11,6
Fournisseurs et comptes rattachés	7.4	173,9	126,3
Autres passifs courants	20	78,7	66,8
Total des passifs courants		559,7	353,5
Total du passif		3 777,1	3 385,7

(1) Les autres passifs non courants correspondent exclusivement à des paiements différés, à plus d'un an, liés à l'acquisition d'actifs en développement en Europe et en Australie.

4.1.4 TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

En millions d'euros

	Capital	Primes	Réserves et résultats	Actions propres	Autres éléments du résultat global ⁽¹⁾	Capitaux propres - part du groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Capitaux propres au 1^{er} janvier 2019	169,9	500,8	30,1	(2,7)	(52,9)	645,1	10,1	655,3
Résultat global de la période	-	-	36,3	-	(36,7)	(0,3)	(2,5)	(2,8)
Distribution de dividendes	-	-	0,0	-	-	0,0	(4,1)	(4,1)
Augmentation de capital	0,3	0,3	19,4	-	-	19,9	1,8	21,7
Païement en actions	-	-	3,8	-	-	3,8	-	3,8
Autres transactions avec les détenteurs d'intérêts ne conférant pas le contrôle	0,0	-	(4,4)	-	0,0	(4,4)	14,1	9,7
Variation des actions auto-détenues	-	-	-	(1,1)	(2,0)	(3,1)	-	(3,1)
Variations de périmètre et autres variations	(0,0)	(0,0)	(0,0)	-	-	(0,0)	0,0	0,0
Capitaux propres au 1^{er} janvier 2020	170,2	501,0	85,2	(3,8)	(91,6)	661,0	19,5	680,5
Résultat global de la période	-	-	3,9	-	(52,5)	(48,6)	(3,9)	(52,5)
Distribution de dividendes	-	-	(0,0)	-	-	(0,0)	(10,9)	(10,9)
Augmentation de capital ⁽²⁾	0,9	1,2	24,9	-	-	27,0	0,0	27,1
Païement en actions	-	-	6,2	-	-	6,2	-	6,2
Variation des actions auto-détenues ⁽³⁾	-	-	(7,5)	3,4	-	(4,1)	-	(4,1)
Variations de périmètre et autres variations ⁽⁴⁾	0	-	(4,7)	-	0,0	(4,7)	(0,0)	(4,7)
Capitaux propres au 31 décembre 2020	171,1	502,3	108,0	(0,4)	(144,1)	636,8	4,8	641,6

(1) Les « autres éléments du résultat global » comprennent les différences de change liées aux variations du cours des devises étrangères vis-à-vis de l'euro affectant les entités du groupe Neoen ainsi que la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture (se référer à la note 19.3).

(2) Se référer à la note 17.

(3) La société a racheté 113 753 de ses propres actions pour (4,1) millions d'euros sur la période en vue de leur attribution dans le cadre de plans de stocks options ou d'actions gratuites. Les dates d'acquisition des droits relatives aux plans d'actions gratuites des 9 avril et 5 juillet 2018 ayant été atteintes respectivement les 10 avril et 6 octobre 2020, le Groupe a constaté une perte de (7,5) millions d'euros comptabilisée en autres éléments du résultat global, correspondant à l'attribution de 302 070 actions propres à des salariés (se référer à la note 8.3). La société a également 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).

(4) Les autres variations comprennent (4,5) millions de réévaluation d'un put sur intérêts minoritaires (se référer à la note 25). Conformément à IAS 32 « instruments financiers : présentation », des dettes sont comptabilisées par le Groupe au titre de l'engagement de ce dernier à racheter les parts de minoritaires. Le Groupe a fait le choix de politique comptable de comptabiliser ces dettes et leurs variations ultérieures en contrepartie des capitaux propres part du Groupe.

4.1.5 TABLEAU DES FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES

	Notes	Exercice 2020	Exercice 2019
<i>En millions d'euros</i>			
Résultat net de l'ensemble consolidé		3,3	37,0
Éliminations :			
de la quote-part de résultat dans les entreprises associées		(0,7)	(0,7)
des amortissements et provisions	12.2 et 12.3	111,1	83,8
de la variation de juste valeur au résultat des instruments financiers dérivés		0,0	2,2
des plus ou moins-values de cession	10	4,1	3,1
des charges et produits calculés liés aux paiements en actions		4,9	3,8
des autres produits et charges sans incidence de trésorerie ⁽¹⁾		5,8	7,5
de la charge (produit) d'impôt	11.2	21,4	23,7
du coût de l'endettement financier	19.1	101,8	79,0
Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement ⁽²⁾		(11,3)	(44,5)
Impôts décaissés (encaissés)		(18,1)	(10,4)
Flux net de trésorerie lié aux activités opérationnelles		222,3	184,5
<i>Dont flux de trésorerie opérationnels liés aux activités non poursuivies ⁽³⁾</i>			
		-	1,5
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise ⁽⁴⁾		(11,0)	(36,5)
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée		0,0	10,6
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles ⁽⁵⁾		(529,7)	(764,0)
Cession d'immobilisations corporelles et incorporelles		0,1	0,2
Variation d'actifs financiers ⁽⁶⁾		37,3	(23,2)
Dividendes reçus		0,9	0,8
Flux net de trésorerie lié aux activités d'investissement		(502,4)	(812,3)
<i>Dont flux de trésorerie d'investissement liés aux activités non poursuivies ⁽³⁾</i>			
		-	(3,2)
Augmentation de capital de la société mère	01.4 et 17	27,0	19,9
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations de capital		0,0	1,8
Cession (acquisition) nette d'actions propres		(4,1)	(3,1)
Emission d'emprunts	19.2	794,4	906,6
Dividendes payés		(10,9)	(4,1)
Remboursement d'emprunts	19.2	(527,9)	(267,6)
Intérêts financiers versés		(74,6)	(72,0)
Flux net de trésorerie lié aux activités de financement		204,0	581,6
<i>Dont flux de trésorerie de financement liés aux activités non poursuivies ⁽³⁾</i>			
		-	(1,0)
Incidence de la variation des taux de change		(9,5)	2,8
Effet du reclassement de la trésorerie lié aux activités non poursuivies		0,0	-
Variation de trésorerie		(85,6)	(43,3)
Trésorerie à l'ouverture	16	460,5	503,8
Trésorerie à la clôture	16	374,9	460,5
Variation de la trésorerie nette		(85,6)	(43,3)

(1) Les autres produits et charges sans incidence de trésorerie correspondent principalement à la fraction des charges d'intérêts relatives à l'OCEANE émise en 2019 et l'OCEANE Verte émise en 2020, enregistrées au TIE et excédant le taux d'intérêt nominal de ces instruments, ainsi qu'à des charges de désactualisation associées à des dettes non courantes et des provisions pour démantèlement.

(2) En 2019, l'incidence de la variation du besoin en fonds de roulement s'expliquait principalement par une augmentation des créances clients et par une augmentation des créances de TVA en attente de remboursement dans le cadre de la construction des projets El Llano au Mexique et Altiplano 200 en Argentine. En date de clôture, ces créances n'avaient été que partiellement recouvrées. En 2020, l'incidence de la variation du besoin en fond de roulement s'explique principalement par des indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de certains projets, en attente de règlements.

(3) Ces flux de trésorerie sont relatifs à l'activité biomasse cédée le 4 septembre 2019.

(4) En 2019, les acquisitions de filiales comprenaient notamment un ensemble de huit centrales éoliennes en opération en Irlande et un projet éolien en développement en Finlande. En 2020, elles correspondent à l'acquisition de deux centrales éoliennes en France.

(5) L'acquisition sur l'exercice 2020 d'immobilisations incorporelles et corporelles comprend des investissements pour respectivement (40) millions d'euros (se référer à la note 12.2) et (521,6) millions d'euros (se référer à la note 12.3) ainsi que l'effet de la variation des dettes sur fournisseurs d'immobilisations pour 31,9 millions d'euros.

La variation observée sur la période s'explique essentiellement par le remboursement de dépôts liés au financement d'actifs de production.

(6) La variation observée sur la période s'explique essentiellement par le remboursement de dépôts liés au financement des actifs de production

4.1.6 NOTES ANNEXES AUX ETATS FINANCIERS CONSOLIDES

NOTE 1. INFORMATION SECTORIELLE

Principes comptables

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 répartition suivante pour ses secteurs opérationnels :

- **éolien** : ce secteur correspond à l'activité de production d'énergie éolienne ;
- **solaire** : ce secteur correspond à l'activité de production d'énergie photovoltaïque ;
- **stockage** : ce secteur correspond à l'activité liée aux batteries indépendantes, directement connectées au réseau ;
- **développement et Investissements** : ce secteur correspond principalement aux activités de développement et de financement ;
- **éliminations** : flux intra-groupe concernant principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen S.A. à ses sociétés de projets au titre du développement, de la supervision et de la gestion administrative des centrales, ainsi que l'activation des coûts de développement conformément à la norme IAS 38 « immobilisations incorporelles ».

Les principaux indicateurs publiés sont ceux utilisés par la direction du Groupe. La notion d'EBITDA correspond au résultat opérationnel courant retraité des dotations aux amortissements et provisions opérationnels courants.

Au titre des informations complémentaires, les principaux indicateurs publiés sont détaillés par zones géographiques. Ces-dernières sont définies ci-après :

- **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.

Les résultats sectoriels des exercices 2019 et 2020 sont ainsi présentés pour chacun des segments opérationnels du Groupe : éolien, solaire, stockage, et développement et investissements (y compris éliminations).

Information sectorielle

En millions d'euros

	Eolien	Solaire	Stockage	Développement & Investissements ⁽¹⁾	Eliminations ⁽²⁾	Exercice 2020	
EUROPE-AFRIQUE	Compte de résultat						
	Chiffre d'affaires	64,9	56,3	1,3		122,4	
	EBITDA ⁽¹⁾	50,8	48,6	0,8		100,3	
	Résultat opérationnel courant	23,7	28,3	0,5		52,5	
EUROPE-AFRIQUE	Tableau des flux de trésorerie						
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	155,5	64,3	14,2		234,0	
AMERIQUES	Compte de résultat						
	Chiffre d'affaires	-	46,2			46,2	
	EBITDA ⁽¹⁾	(0,0)	75,0			75,0	
	Résultat opérationnel courant	(0,0)	54,7			54,7	
AMERIQUES	Tableau des flux de trésorerie						
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	3,4	170,6			174,0	
AUSTRALIE	Compte de résultat						
	Chiffre d'affaires	57,0	41,0	31,5		129,5	
	EBITDA ⁽¹⁾	46,3	37,5	30,6		114,5	
	Résultat opérationnel courant	27,6	16,1	23,3		67,0	
AUSTRALIE	Tableau des flux de trésorerie						
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	18,4	53,0	83,2		154,6	
TOTAL	Compte de résultat						
	Chiffre d'affaires	121,9	143,5	32,7	70,1	(69,4)	298,8
	EBITDA ⁽¹⁾	97,2	161,2	31,4	(0,6)	(18,8)	270,4
	Résultat opérationnel courant	51,2	99,1	23,8	(3,6)	(10,1)	160,5
TOTAL	Tableau des flux de trésorerie						
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	177,3	288,0	97,4	(0,7)	(32,2)	529,7

En millions d'euros

	Eolien	Solaire	Stockage	Développement & Investissements ⁽¹⁾	Eliminations ⁽²⁾	Exercice 2019	
EUROPE-AFRIQUE	Compte de résultat						
	Chiffre d'affaires	47,6	53,2	0,4		101,2	
	EBITDA ⁽¹⁾	37,9	47,6	0,3		85,9	
	Résultat opérationnel courant	19,4	30,0	0,1		49,5	
EUROPE-AFRIQUE	Tableau des flux de trésorerie						
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	113,3	77,7	2,9		193,9	
AMERIQUES	Compte de résultat						
	Chiffre d'affaires		20,6			20,6	
	EBITDA ⁽¹⁾		20,0			20,0	
	Résultat opérationnel courant		14,1			14,1	
AMERIQUES	Tableau des flux de trésorerie						
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles		411,9			411,9	
AUSTRALIE	Compte de résultat						
	Chiffre d'affaires	63,5	45,3	20,1		128,8	
	EBITDA ⁽¹⁾	64,3	44,1	17,1		125,5	
	Résultat opérationnel courant	45,6	25,6	11,9		83,2	
AUSTRALIE	Tableau des flux de trésorerie						
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	108,9	60,5	12,4		181,8	
TOTAL	Compte de résultat						
	Chiffre d'affaires	111,1	119,1	20,5	64,9	(62,4)	253,2
	EBITDA ⁽¹⁾	102,2	111,8	17,4	(4,5)	(10,7)	216,1
	Résultat opérationnel courant	65,0	69,7	12,1	(7,4)	(3,5)	135,9
TOTAL	Tableau des flux de trésorerie						
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	222,2	550,1	15,3	3,2	(26,8)	764,0

- (1) La notion d'EBITDA correspond au résultat opérationnel courant retraité des dotations aux amortissements et provisions opérationnelles courantes.
- (2) Le chiffre d'affaires de ce secteur est essentiellement réalisé au moyen des ventes de services effectuées par Neoen S.A. auprès des autres entités du groupe Neoen (éliminées en consolidation, à l'exception des montants facturés aux sociétés liées et aux autres entités qui ne sont pas consolidées par intégration globale) mais également à travers des ventes de services à des tiers.
- (3) Les éliminations concernent principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen S.A. à ses sociétés de projets au titre du développement, de la supervision et de la gestion administrative des actifs de production ainsi que l'activation des coûts de développement conformément à IAS 38 « immobilisations incorporelles ».

NOTE 2. INFORMATIONS GENERALES ET PRINCIPES COMPTABLES

NOTE 2.1. IDENTIFICATION DE L'EMETTEUR

Neoen est une société anonyme enregistrée et domiciliée en France, et cotée sur le marché Euronext, compartiment A. Son siège social est situé au 6 rue Ménars, 75002 Paris. Les états financiers consolidés de la société Neoen comprennent la Société et ses filiales dont elle détient le contrôle, ainsi que les intérêts dans les entreprises associées (l'ensemble désigné comme « le Groupe »).

Le Groupe développe et exploite des centrales de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (éolien, solaire) et de stockage.

Avec près de 4,1 GW de projets en opération et construction (dont 228 MW sous gestion) et 1,1 GW de projets *awarded*²⁴ au 31 décembre 2020 (soit plus de 5,2 GW de projets sécurisés – portefeuille *secured*²⁴), Neoen est le 1er producteur indépendant français d'énergies renouvelables.

Le Groupe dispose par ailleurs d'un pipeline de projets en développement avancé de 6,9 GW (*advanced pipeline*²⁴) et de plus de 4,9 GW de projets au stade *early stage*²⁴.

Le Groupe exerce ses activités dans les zones géographiques Europe-Afrique, Australie et Amériques.

NOTE 2.2. ÉVÉNEMENTS DE LA PERIODE

Un exercice marqué par la crise sanitaire COVID-19

Le 30 janvier 2020, l'Organisation mondiale de la Santé a déclaré l'état d'urgence de santé publique de portée internationale à la suite de la propagation du virus du COVID-19 et l'a qualifié de pandémie le 11 mars 2020. En réponse à cette crise sanitaire, les gouvernements du monde entier ont été dans l'obligation d'adopter des mesures restrictives sociales et économiques afin de contenir la circulation du virus. Ces mesures ont notamment déclenché des perturbations importantes pour les entreprises, entraînant un ralentissement économique mondial.

Dans ce contexte, la première responsabilité du Groupe a été de préserver la santé de l'ensemble de ses collaborateurs tout en poursuivant ses activités. Le Groupe a ainsi limité les déplacements du personnel, a massivement déployé des modes de travail alternatifs et a recouru au télétravail lorsque cela était possible ; ceci, tout en poursuivant activement le développement de son portefeuille avec un total de 769 MW de capacités en opération ajoutées sur la période, le lancement de la construction de plus de 987 MW et le renforcement de son portefeuille de projets sécurisés.

Le Groupe est ainsi parvenu à poursuivre son développement, en dépit de retards ponctuels dans la réalisation de ses projets, et à maintenir une croissance dynamique de son chiffre d'affaires et de son EBITDA tout en préservant sa trésorerie et sa liquidité tout au long de la période. En conséquence il n'a pas eu recours aux mesures d'accompagnement gouvernementales. Les actifs du Groupe opérant très majoritairement dans le cadre de contrats long terme d'achats d'électricité avec des contreparties essentiellement de premier rang, ils n'ont été affectés que de manière limitée par les fluctuations ayant impacté les marchés financiers et de l'électricité au cours de l'exercice. A l'exception du projet Altiplano 200 en cours de construction en Argentine, objet de problématiques spécifiques, le Groupe n'a ainsi pas identifié d'indice de perte de valeur susceptible d'affecter ses actifs (se référer à la note 10).

En outre, la crise n'a pas fait apparaître de nouveaux facteurs de risques significatifs grâce à la résilience du modèle d'affaires du Groupe qui lui a permis de continuer à opérer normalement ses actifs en opération, à mettre en service des actifs en construction, en dépit de retards observés dans certaines géographies, et à gagner de nouveaux projets.

²⁴ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 9.6 « glossaire » du Document d'Enregistrement Universel 2019 et à la section 1.3.2.2 du présent Amendement.

Par ailleurs, le Groupe n'a pas identifié de risque de liquidité inhérent à la crise sanitaire, ayant notamment conclu sur la période l'émission de son premier crédit syndiqué *corporate* et d'une OCEANE Verte (se référer à la notes 17 et 19.2).

Enfin, les coûts spécifiques liés à l'épidémie de COVID-19 restent marginaux à l'échelle du Groupe et ont été comptabilisés dans le résultat opérationnel courant.

Refinancement des projets éoliens Hornsdale en Australie

Dans le cadre d'une gestion active de ses financements, le Groupe a finalisé, le 21 janvier 2020, le refinancement des dettes des centrales en exploitation Hornsdale 1, 2 et 3, donnant lieu à un remboursement des dettes existantes pour 527,2 millions de dollars australiens (auxquels s'ajoutent 52,5 millions de dollars australiens de remboursement de swaps) ainsi qu'à l'émission de nouvelles dettes pour 606,5 millions de dollars australiens. Cette opération a permis au Groupe de bénéficier de conditions de financement plus avantageuses, notamment du fait de l'allongement de l'horizon de remboursement (jusqu'à 22 ans à compter du refinancement).

Conformément aux principes fixés par la norme IFRS 9, « instruments financiers », s'agissant d'une modification substantielle du financement, le Groupe a comptabilisé les frais d'émission non encore amortis et les pénalités de remboursements anticipés en charges financières à hauteur de (4,9) millions d'euros (se référer à la note 19.1).

Mise en place d'un crédit syndiqué de 200 millions d'euros intégrant des critères ESG

En mars 2020, Neoen a conclu un premier crédit syndiqué de 200 millions d'euros indexant ses conditions financières sur des indicateurs Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG). Ce contrat comprend un crédit amortissable d'un montant total de 125 millions d'euros et un crédit renouvelable d'un montant de 75 millions d'euros, ayant tous deux une maturité au 31 juillet 2024. Cette opération a été réalisée dans le but de renforcer les ressources financières du groupe Neoen dans le cadre de sa stratégie de croissance. Les frais d'émission de ce crédit syndiqué s'élèvent à 2 millions d'euros. Au 31 décembre 2020, ces deux instruments ne sont pas encore mobilisés (se référer à la note 19.1).

Augmentation de capital réservée aux salariés

Le 29 avril 2020, Neoen S.A. a mis en œuvre une augmentation de capital réservée à ses salariés en France. Ce plan proposait à chaque bénéficiaire l'acquisition d'un nombre maximum de 118 actions nouvelles au prix préférentiel de souscription de 21,92 euros par action (bénéficiant d'une décote de 30 % par rapport à la moyenne des cours de l'action des vingt dernières séances de bourse précédant le jour de fixation du prix par le conseil d'administration du 25 mars 2020) et un abondement à raison d'une action offerte pour une action souscrite.

Le Groupe a comptabilisé cette opération conformément à la norme IFRS 2 « paiement fondé sur des actions ». Celle-ci s'est traduite par un impact de 0,7 million d'euros en capitaux propres et de (0,4) million d'euros en charges de personnel.

Émission obligataire d'une « OCEANE Verte »

Le 2 juin 2020, Neoen S.A. a réalisé une émission obligataire à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes pour un montant nominal de 170 millions d'euros, portant intérêts à un taux annuel de 2,0 % payable semestriellement à terme échu les 2 décembre et 2 juin de chaque année, et pour la première fois le 2 décembre 2020.

La valeur unitaire des obligations a été fixée à 46,20 euros correspondant à une prime de 40 % par rapport au cours de référence de Neoen. À moins qu'elles n'aient été converties, échangées, remboursées ou rachetées et annulées, les obligations seront remboursées au pair le 2 juin 2025.

Conformément aux principes fixés par la norme IAS 32, « instruments financiers : présentation », cette émission a été traitée comme un instrument composé, la composante dette (obligation sans option de conversion) s'élevant, nette de frais, à environ 142,8 millions d'euros et la composante capitaux propres

(option de conversion) à près de 24,9 millions d'euros, nette de frais (se référer aux notes 16 et 19.2). Le taux d'intérêt effectif de la composante dette s'élève à 5,80 %.

Dans le cadre de cette opération, Neoen S.A. a fait l'acquisition de 60 606 actions propres pour un montant de 2 millions d'euros. Ces actions ont été traitées comptablement comme des actions d'auto-contrôle dans les états financiers consolidés.

Plan d'attribution d'actions gratuites du 2 juillet 2020

Le Conseil d'administration a décidé d'attribuer gratuitement 140 000 actions de Neoen S.A. à certains salariés du Groupe. L'attribution des actions ne sera définitive, sous réserve de remplir les conditions fixées dans le plan d'attribution, qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 3 ans.

Le Groupe a comptabilisé cette opération conformément à la norme IFRS 2 « paiement fondé sur des actions ». Celle-ci s'est traduite par un impact de de 0,9 million d'euros en charges de personnel compte tenu de la période de *vesting* de trois ans.

Plan de rachat d'actions

Neoen a signé le 6 juillet 2020 un mandat pour le rachat d'un maximum de 100 000 actions sur une période allant du 7 juillet au 25 septembre 2020, pour un prix maximum d'achat de 40 euros par action. Le nombre d'actions acquises dans le cadre de ce mandat s'établit à 41 874 au prix de 38,49 euros.

Neoen a signé le 24 septembre 2020 un mandat pour le rachat d'un maximum de 163 000 actions sur une période allant du 28 septembre 2020 au 15 mai 2021, pour un prix maximum d'achat de 45 euros par action. A la date de clôture la société avait acquis 11 273 actions au prix de 44,18 euros.

Ces opérations ont pour objet l'acquisition de titres en vue de leur livraison dans le cadre de plans d'actions gratuites venant à échéance (se référer à la note 17).

Exposition du groupe Neoen à l'Argentine

Au 31 décembre 2020, la contribution de l'ensemble des entités argentines au bilan du groupe Neoen s'élevait à 201,9 millions d'euros, et se décomposait notamment comme suit :

- immobilisations incorporelles et corporelles : 188,4 millions d'euros ;
- trésorerie et équivalents de trésorerie : 4,8 millions d'euros ;
- dettes au titre de financement de projets : 131,0 millions d'euros.

Par ailleurs, pour garantir les engagements de Neoen au titre du projet Altiplano 200, des garanties bancaires, sous forme de lettres de crédit, ont été émises par des établissements bancaires, dont 27,8 millions de dollars américains étaient en vigueur au 31 décembre 2020 faisant l'objet, à titre de couverture, de dépôts de garantie en espèces effectués par le Groupe à hauteur de 20,9 millions de dollars américains. Neoen a aussi contre-garanti à hauteur de 55 millions de dollars américains, les garanties émises par un assureur au titre de la bonne exécution des obligations des sociétés de projets dans le cadre des *Power Purchase Agreement* signés avec CAMMESA (administrateur du marché de l'électricité).

Le 22 mai 2020, le gouvernement Argentin a formellement dépassé la période de grâce octroyée pour le paiement d'une échéance de 502 millions de dollars américains au titre de sa dette souveraine. Des négociations entre le gouvernement et les principaux groupes de crédateurs ont cependant permis de conclure une restructuration de la dette souveraine, effective depuis début septembre 2020. Celle-ci a permis de réduire massivement la charge financière du pays en réduisant la valeur actualisée des paiements de 45% et en octroyant une période de répit avant les prochaines échéances de remboursement prévues en 2024.

En dépit de la situation macro-économique et financière du pays, les partenaires financiers du groupe ont continué de soutenir le projet en autorisant des tirages de dettes et en prolongeant la période de disponibilité des montants non tirés au-delà du calendrier de tirage initial. Par ailleurs, bien qu'affectées par la pandémie de COVID-19 et les restrictions imposées par les gouvernements fédéraux et

provinciaux, les opérations de construction, suspendues pour un temps (six semaines au total), sont toujours en cours pour une mise en service progressive dans le courant du premier semestre 2021.

La dépréciation du peso argentin contre le dollar américain, monnaie fonctionnelle des entités argentines, a en revanche généré des pertes de change latentes, relatives principalement à des crédits de TVA libellés en pesos argentins, en attente de remboursement, affectant le résultat financier consolidé, pour un montant de (8,5) millions d'euros (soit (9,7) millions de dollars américains) sur le projet Altiplano 200 au titre de l'exercice 2020.

Par ailleurs, les règles mises en place par la Banque Centrale de la République d'Argentine au cours du second semestre 2019, visant à restreindre l'accès aux devises étrangères aux entreprises et particuliers argentins afin d'endiguer la dévaluation du peso argentin (ARS) par rapport au dollar américain (USD), ont pour conséquence, à la date de publication des comptes du groupe Neoen, de restreindre substantiellement la possibilité d'achat de dollars américains sur le marché des changes argentins à des fins de i) remboursements des comptes courants d'actionnaires libellés en dollar américain en faveur du projet Altiplano 200 (s'élevant à 96,2 millions de dollars américains, y compris intérêts courus pour 14,2 millions de dollars américains, au 31 décembre 2020) et ii) paiements de dividendes. Ces restrictions n'affectent pas en revanche les paiements, au titre du service des dettes libellées en dollar américain (remboursement en principal ou intérêt), en faveur des prêteurs étrangers sur ce projet.

Dans ce contexte, l'absence de perspectives de recouvrement rapide de l'intégralité des crédits de TVA en attente de remboursement en dépit de la réalisation des formalités administratives nécessaires par le Groupe, et le maintien prolongé du contrôle des changes ont été considérés par le Groupe comme constitutifs d'un *trigger d'impairment* dans le cadre de la clôture annuelle du 31 décembre 2020.

Conformément à la norme IAS 36 « dépréciation d'actifs », le Groupe a ainsi mis en œuvre un test de dépréciation de la valeur comptable des actifs de la centrale Altiplano 200 afin d'identifier d'éventuelles pertes de valeur. Les flux de trésorerie utilisés pour le test reposent principalement sur les hypothèses structurantes suivantes : i) les prévisions de production basées sur le modèle technique le plus récent, ii) les projections de revenus assises sur les PPA signés avec CAMMESA, iii) les perspectives d'évolution du dispositif de contrôle des changes, iv) les modalités et le calendrier d'apurement progressif des crédits de TVA à recouvrer. L'estimation de la valeur d'utilité a été effectuée en retenant un taux d'actualisation de 12,2 %.

Une perte de valeur a ainsi été comptabilisée pour (13,4) millions d'euros (soit (15,3) millions de dollars américains) dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2020 en dépréciations non courantes.

Situation du projet El Llano

A la date du présent Amendement, la réception technique provisoire (PA – Provisional Acceptance) de la centrale mexicaine d'El Llano n'avait pas encore été prononcée, en raison notamment de retards pris dans la finalisation des opérations de construction, et du fait de délais dans la réalisation des tests pré-opérationnels par le Centre National de Contrôle de l'Energie (CENACE), qui n'ont été finalisés qu'au quatrième trimestre 2020, entraînant de fait certaines non-conformités documentaires au sens des contrats de financement de cette centrale. En conséquence, les financements mobilisés au titre de ce projet ont été présentés en dettes financières courantes pour un montant de 120,1 millions d'euros, dans les comptes annuels du groupe Neoen.

En date de publication de ses comptes, le Groupe continue de travailler activement avec le constructeur afin d'amener dès que possible la production de la centrale d'El Llano à des niveaux proches de sa capacité nominale et de procéder à sa réception technique provisoire, de manière à lever ces non-conformités documentaires. La centrale, qui a commencé à injecter de l'électricité sur le réseau en février 2020, continue par ailleurs à produire de l'électricité vendue sur le marché spot.

Acquisition d'un ensemble de parcs éoliens en France

Le 15 octobre 2020, le groupe Neoen a acquis des parcs éoliens en opération en France d'une capacité cumulée de 24 MW, pour un montant total, payé en numéraire, de 14,8 millions d'euros auxquels s'ajoutent 0,1 million d'euros de frais d'acquisition. En application de la norme IFRS 3 révisée

« regroupements d'entreprises », le Groupe a qualifié cette opération d'acquisition d'actifs. L'évaluation des actifs et passifs acquis a conduit à comptabiliser des écarts d'évaluation sur actifs corporels pour un montant total de 10 millions d'euros.

Augmentations de capital

Au cours de l'exercice des augmentations du capital social ont été réalisées du fait de :

L'exercice de 62 500 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 4 euros, de 161 834 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 6 euros et de 25 000 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 10 euros ;

- La création de 25 556 actions dans le cadre d'une augmentation de capital réservée aux salariés ;
- La création de 187 074 actions dans le cadre de plans d'attribution d'actions gratuites arrivés à échéance.

Ces opérations d'un montant total de 1 676 653,76 euros dont 1 226 873,76 euros de prime d'émission ont porté le capital social à 171 101 424,00 euros (se référer aux notes 8.3 et 17).

NOTE 2.3. NORMES, AMENDEMENTS ET INTERPRETATIONS ADOPTES PAR L'UNION EUROPEENNE ET D'APPLICATION OBLIGATOIRE OU OPTIONNELLE A COMPTER DU 1ER JANVIER 2020

Normes, amendements et interprétations d'application obligatoire à compter du 1er janvier 2020 et appliqués par anticipation à compter du 1er janvier 2019

- Amendements à IFRS 9, IAS 39 et IFRS 7 : réforme des taux d'intérêt de référence (IBOR) ;
- Amendements à IFRS 3 : « Définition d'une activité - Regroupements d'entreprises ».

Normes, amendements et interprétations d'application obligatoire à compter du 1er janvier 2020

De nouveaux textes ou amendements tels qu'adoptés par l'UE et d'application obligatoire au 1er janvier 2020 sont entrés en vigueur le 1er janvier 2020 :

- Amendements des références au cadre conceptuel dans les normes IFRS ;
- Amendements à IAS 1 et IAS 8 : « Définition du terme significatif ».

NOTE 2.4. NORMES, AMENDEMENTS ET INTERPRETATIONS D'APPLICATION NON OBLIGATOIRE A COMPTER DU 1ER JANVIER 2020

L'Amendement à IFRS 16 « Allègements de loyers liés au COVID-19 » a été adopté par l'UE et publié au Journal Officiel le 12 octobre 2020. Il est d'application optionnelle aux exercices ouverts à compter du 1er juin 2020.

Le Groupe a décidé de ne pas appliquer ce nouvel amendement au 31 décembre 2020.

NOTE 2.5. NORMES, AMENDEMENTS ET INTERPRETATIONS PUBLIES PAR L'IASB ET NON ENCORE ADOPTES PAR L'UE

Les normes, amendements et interprétations publiés par l'IASB et non encore adoptés par l'UE sont listés ci-après :

- Amendements à IAS 1 : « Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants » ;
- Amendements à IFRS 3 : « Références au cadre conceptuel des normes IFRS » ;
- Amendements à IFRS 4 : « Extension de l'exemption temporaire d'application d'IFRS 9 » ;
- Amendements à IAS 37 : « Contrats déficitaires – Coûts à prendre en compte » ;

- Amendements à IAS 16 : « Immobilisations corporelles – Revenus avant l'utilisation prévue » ;
- Améliorations annuelles des normes IFRS (cycle 2018-2020) ;
- Amendements à IFRS 9, IAS 39 et IFRS 6 réforme des taux d'intérêt de référence (IBOR) – Phase 2 : Le 27 août 2020, l'IASB a publié la seconde phase du projet de « Réforme des taux d'intérêt de référence ». L'objectif de cette phase 2 est de traiter les impacts comptables liés au remplacement effectif des indices de références.

Pour rappel, Neoen avait fait le choix d'adopter par anticipation dès 2019 les amendements à IFRS 9 et IFRS 7 liés à la phase 1 du projet de « Réforme des taux d'intérêt de référence ». L'adoption de ces amendements liés à la phase 1 permet au Groupe de ne pas tenir compte des incertitudes sur le devenir des taux de référence dans l'évaluation de l'efficacité des relations de couverture et/ou dans l'appréciation du caractère hautement probable du risque couvert, permettant ainsi de sécuriser les relations de couvertures existantes ou à venir jusqu'à la levée de ces incertitudes.

Les amendements liés à la phase 2 ont été adoptés par l'UE et publiés au Journal Officiel. Neoen a décidé de ne pas appliquer ces nouveaux amendements par anticipation au 31 décembre 2020. L'application par anticipation des amendements liés à la phase 2 serait sans impact pour Neoen en l'absence de modification effective des indices de référence dans les contrats du Groupe au 31 décembre 2020.

NOTE 2.6. ESTIMATIONS ET JUGEMENTS

Pour établir les comptes du Groupe, et dans la mesure où des éléments inclus dans les états financiers ne peuvent être précisément évalués, la Direction procède à des estimations, et recourt à l'exercice de jugements et hypothèses susceptibles d'avoir une incidence sur les montants d'actifs, passifs, produits et charges inclus dans les états financiers, ainsi que sur les informations communiquées dans les annexes. La Direction exerce son jugement en prenant en compte l'expérience passée et les autres facteurs jugés pertinents au regard des conditions économiques, et revoit ses estimations et appréciations de manière régulière. Les hypothèses revêtant par nature un caractère incertain, les montants figurant dans les futurs états financiers pourraient différer des estimations actuelles.

Dans ce cadre, au cours du deuxième semestre 2020, les modalités d'appréciation des provisions pour démantèlement ont été revues pour refléter la meilleure estimation des coûts futurs de démantèlement selon les modalités de la norme IAS 37 « provisions, passifs éventuels et actifs éventuels ». Les analyses réalisées par le Groupe, s'appuyant notamment sur des données collectées auprès de tiers, ont mis en évidence une évolution significative des coûts de démantèlement anticipés pour les actifs éoliens, explicable à la fois par une courbe d'expérience plus importante des professionnels du secteur et par un renforcement progressif des contraintes fixées par les autorités publiques en la matière. L'incidence de ce changement de coût a été comptabilisée conformément à l'interprétation IFRIC 1 « Variation des passifs existants relatifs au démantèlement, à la remise en état et similaires », la hausse des provisions pour démantèlement ayant été enregistrée dans les comptes annuels 2020 en contrepartie des actifs de démantèlement correspondants. L'amortissement de la valeur nette comptable des actifs de démantèlement et la désactualisation des provisions correspondantes seront comptabilisés à partir du 1^{er} janvier 2021 au compte de résultat consolidé (se référer à la note 18).

Les principaux sujets impactant de façon significative les états financiers et dépendant d'estimations et de jugements, au 31 décembre 2020, sont les suivants :

- la détermination de la valeur recouvrable des écarts d'acquisition, des immobilisations incorporelles et corporelles (notes 12.1, 12.2 et 12.3) ;
- la durée d'amortissement des actifs de production (note 12.3) ;
- l'activation d'impôts différés, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels les pertes fiscales pourront être imputées (note 11) ;
- la détermination de la durée des contrats de location et du taux d'actualisation à appliquer aux loyers à payer, dans le cadre de l'application d'IFRS 16 « Contrats de location » (note 12.3) ;

- l'activation des frais de développement (note 12.2) ;
- l'évaluation des provisions pour démantèlement (note 18).

Par ailleurs, les comptes consolidés ont été établis suivant le principe de continuité d'exploitation en prenant en compte les éléments suivants :

- en date d'arrêté des comptes et compte tenu de ses obligations actuelles et des investissements prévus dans le cadre de l'exécution par la Société de son plan d'investissement au cours des douze prochains mois, celle-ci ne dispose pas des ressources financières suffisantes sur la période considérée ;
- le montant net supplémentaire de trésorerie nécessaire à la poursuite des activités de la Société au cours des douze prochains mois est estimé à environ 300 millions d'euros ;
- une augmentation de capital constitue ainsi la solution privilégiée par la Société pour financer la poursuite de ses activités nécessaires à son développement sur la période considérée ;
- cependant, dans le cas où la Société retarderait certains projets prévus dans le cadre de l'exécution de son plan d'investissement, l'insuffisance de trésorerie n'interviendrait plus au cours des douze prochains mois.

NOTE 3. PRISE EN COMPTE DE L'IMPACT COVID-19 DANS L'ETABLISSEMENT DES ETATS FINANCIERS AU 31 DECEMBRE 2020

L'évolution de l'environnement économique et financier résultant de la crise sanitaire COVID-19 a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers et de la valeur recouvrable de ses actifs.

Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Le Groupe a par ailleurs exercé son jugement pour l'appréciation :

- de l'existence d'un événement déclencheur menant éventuellement à une perte de valeur sur les écarts d'acquisition et les immobilisations corporelles ou incorporelles ;
- des probabilités de défaut dans un contexte d'incertitude ;
- des impacts sur les risques relatifs aux instruments financiers, notamment le risque de liquidité ainsi que l'évolution des marchés des taux d'intérêts et des taux de change ;
- des perspectives d'utilisation des impôts différés actifs reconnus ;
- des conséquences en matière de couverture, notamment quant au maintien du caractère hautement probable de l'élément couvert.

Enfin, le Groupe a été particulièrement attentif aux traitements dans les états financiers des principaux enjeux et effets de la crise sanitaire pour lesquels les principes comptables IFRS utilisés lors des clôtures précédentes ont été appliqués selon un principe de permanence des méthodes.

Les actifs du Groupe étant adossés majoritairement à des contrats de long terme avec des contreparties essentiellement de premier rang ils n'ont en effet été affectés que de manière limitée par les fluctuations inhérentes à l'épidémie de COVID-19 ayant affecté les marchés financiers et de l'électricité au cours de l'exercice. Le Groupe n'a en conséquence pas identifié d'indice de perte de valeur susceptible d'affecter ses actifs, à l'exception du projet Altiplano 200 en cours de construction en Argentine, et objet de problématiques spécifiques (se référer aux notes 2.2 et 10).

Enfin, les coûts spécifiques liés à l'épidémie du COVID-19 restent marginaux à l'échelle du Groupe et concernent principalement les équipements et mises en conformité sanitaires. Ils ont été comptabilisés dans le résultat opérationnel courant.

NOTE 4. METHODES DE CONVERSION

Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en millions d'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.

Dans le cadre de l'établissement de ses comptes 2019, le Groupe avait affiné son analyse relative aux conditions d'application des monnaies fonctionnelles et avait ainsi adopté le dollar américain (USD) pour certains pays qui ont vu des projets entrer en construction ou en opération durant la période, à savoir le Mexique, l'Argentine, la Jamaïque, le Mozambique et la Zambie, ainsi qu'en Colombie, compte tenu de l'avancement du développement de ses projets dans ces pays.

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 « différences 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.

NOTE 5. PERIMETRE DE CONSOLIDATION

NOTE 5.1. PRINCIPES COMPTABLES

Regroupements 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 la juste valeur de la contrepartie transférée 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 peuvent être révisés dans un délai de douze mois à compter de la date d'acquisition. Les écarts d'acquisition ne sont pas amortis. Ils font l'objet d'un test de perte de valeur dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an.

En application d'IFRS 3 révisée :

- les frais d'acquisition sont comptabilisés en autres produits et charges opérationnels non courants 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 participations ne donnant pas le contrôle soit à leur juste valeur soit 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 participations ne donnant pas le contrôle.

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 Groupe contrôle une entité lorsqu'il est exposé ou qu'il détient un droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité, et de sa capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci.

Conformément à la norme IFRS 11 « Partenariats », un partenariat est une entreprise sur laquelle Neoen et une ou plusieurs autres parties exercent un contrôle conjoint en vertu d'un accord contractuel. 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. Neoen comptabilise les partenariats qualifiés de coentreprises au sens d'IFRS 11, selon la méthode de la mise en équivalence. Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

La méthode de la mise en équivalence est également appliquée aux entreprises associées dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable. La mise en équivalence consiste à comptabiliser 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 (qui est inclus dans la valeur de la participation).

Toutes les transactions et positions internes aux filiales intégrées globalement sont éliminées en consolidation. La liste des principales filiales, coentreprises et entreprises associées est présentée en note 5.2.

NOTE 5.2. SOCIETES CONSOLIDEES

Au 31 décembre 2020, le Groupe est composé de 315 sociétés consolidées, dont 311 comptabilisées selon la méthode de l'intégration globale et 4 selon la méthode de la mise en équivalence.

Pour rappel, au 31 décembre 2019, le Groupe était composé de 304 sociétés consolidées, dont 300 comptabilisées selon la méthode de l'intégration globale et 4 selon la méthode de la mise en équivalence.

En application du règlement n° 2016-09 du 2 décembre 2016 de l'Autorité des normes comptables française, la liste complète des entreprises comprises dans le périmètre de consolidation, des entreprises exclues du périmètre de consolidation et des titres de participations non consolidés, est disponible sur le site Internet du Groupe (<https://www.neoen.com/fr/investisseurs>).

La liste des principales entités opérationnelles présentées ci-dessous, a notamment été déterminée à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, total actif ou de la dette.

Au cours de l'exercice 2020, 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.

Les filiales significatives du Groupe sont :

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pourcentage d'intérêt 31/12/2020	Pourcentage d'intérêt 31/12/2019
Société mère	Neoen S.A.	Mère	Mère
Intégration globale	Altiplano Solar	100%	100%
	La Puna Solar	100%	100%
	HWF 1	70%	70%
	HWF 2	80%	80%
	HWF 3	80%	80%
	Parkes Solar Farm	100%	100%
	Bulgana Windfarm	100%	100%
	Coleambally Solar	100%	100%
	Numurkah Solar Farm	100%	100%
	Hornsedale Power Reserve	100%	100%
	Western Downs Green Power Hub	100%	-
	Hedet	80%	80%
	Mutkalampi	80%	80%
	Neoen International	100%	100%
	Neoen Production 1	100%	100%
	Neoen Production 2	100%	100%
	Centrale Solaire de Torreilles	100%	100%
	Groupement Solaire Cestas 1	100%	100%
	EREC	50%	50%
	SPV AGS	100%	100%
	CSNSP 452	100%	100%
Providencia Solar	100%	100%	
Capella Solar	100%	100%	

NOTE 5.3. SOCIETES NON CONSOLIDEES

Le Groupe consolide l'intégralité des filiales dont il a le contrôle ou dans lesquelles il exerce une influence notable, même si celles-ci pourraient être considérées comme non significatives.

Les participations minoritaires dans les groupements Cestas sont comptabilisées en titres non consolidés.

NOTE 5.4. ÉVOLUTION DU PERIMETRE

Dans le cadre de son développement, Neoen est régulièrement amené à réaliser des créations de sociétés, et peut être amené à acquérir des entités en phase de développement relativement peu avancé ou offrant des perspectives de croissance ou de *repowering*. Au cours de l'exercice 2020, les principales opérations ayant affecté le périmètre du Groupe ont été les suivantes :

Acquisition de deux parcs éoliens en France

Le 15 octobre 2020, le Groupe a conclu l'acquisition de 100% d'Energie d'Eole, holding détenant deux centrales éoliennes en France d'une capacité totale de 24 MW pour 14,9 millions d'euros (dont 0,1 million d'euros de frais d'acquisition).

Le Groupe a qualifié cette opération d'acquisition d'actifs plutôt que de regroupements d'entreprises au sens d'IFRS 3 R « Regroupements d'entreprises ».

Le Groupe a procédé à l'évaluation des actifs identifiables acquis et passifs repris. Ce qui a conduit à comptabiliser des actifs de production d'énergie renouvelable pour un total de 10 millions d'euros.

La valorisation de ces actifs a été effectuée par la méthode des flux de trésorerie actualisés, basée sur le plan d'affaires établi par le Groupe au niveau de chaque centrale. Ce modèle tient compte de la durée de vie résiduelle prévisionnelle des actifs de production et de paramètres opérationnels pour lesquels le management a dû faire preuve de jugement, notamment le productible futur des centrales et leurs coûts de maintenance ainsi que les prix à terme de l'électricité post contrat d'obligation d'achat

(Power Purchase Agreement), ainsi que d'un taux d'actualisation à 4%, et des taux d'impôts futurs tels qu'annoncés par les pouvoirs publics en date d'acquisition.

Liquidations

Les sociétés HWF FinCo 1 Pty Ltd, HWF FinCo 2 Pty Ltd, HWF FinCo 3 Pty Ltd, Enr Colombia S.A E.S.P, Neoen Colombia S.A.S, et Neoen Solar Washington LLC ont été liquidées au cours de l'exercice 2020.

NOTE 6. VENTES

NOTE 6.1. CHIFFRE D'AFFAIRES

Principes comptables

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 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 les revenus sous contrats, majoritairement long terme, de ceux provenant des ventes à court terme sur le marché. Le chiffre d'affaires est essentiellement constitué des ventes d'électricité et de certificats verts.

Les ventes d'énergies correspondent aux ventes d'électricité au niveau des unités de production ainsi qu'aux certificats verts associés, et à des revenus d'arbitrage et de fourniture de services aux réseaux dans le cadre des activités de stockage.

L'énergie est vendue soit conformément aux différents contrats dont les prix de vente sont définis par décret ou dans le cadre d'appels 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.

Ventilation du chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires se ventile de la façon suivante :

	Solaire	Eolien	Stockage	Autre ⁽¹⁾	Exercice 2020
<i>En millions d'euros</i>					
Electricité	106,4	79,9	0,5	-	186,9
Certificats verts	15,9	32,4	-	-	48,2
Ventes d'énergies sous contrat	122,3	112,3	0,5	-	235,1
Electricité	20,0	7,3	29,5	-	56,7
Certificats verts	0,0	1,9	-	-	2,0
Ventes d'énergies sur le marché	20,0	9,2	29,5	-	58,7
Prestations de services	-	-	-	0,6	0,6
Autres	1,2	0,4	2,8	-	4,4
Autres produits	1,2	0,4	2,8	0,6	5,0
Total chiffres d'affaires	143,6	121,9	32,7	0,6	298,8

	Solaire	Eolien	Stockage	Autre ⁽¹⁾	Exercice 2019
<i>En millions d'euros</i>					
Electricité	91,4	84,4	0,4	-	176,3
Certificats verts	12,5	25,9	-	-	38,4
Ventes d'énergies sous contrat	104,0	110,3	0,4	-	214,7
Electricité	11,8	0,3	17,5	-	29,6
Certificats verts	3,1	(0,0)	-	-	3,1
Ventes d'énergies sur le marché	14,9	0,3	17,5	-	32,7
Prestations de services	-	-	-	0,7	0,7
Autres	0,3	0,4	2,6	1,9	5,2
Autres produits	0,3	0,4	2,6	2,5	5,9
Total chiffres d'affaires	119,1	111,0	20,5	2,5	253,2

(1) Il s'agit principalement de prestations de gestion administrative, de supervision, ou encore de développement, pour des entités hors groupe.

NOTE 6.2. CREANCES CLIENTS

Principes comptables

Le Groupe vend majoritairement l'électricité qu'il produit dans le cadre de contrats sous obligations d'achat (dont les conditions sont précisées dans des décrets ou règlements d'appels d'offres).

Les créances constatées en date de clôture correspondent essentiellement à des factures non échues de vente d'électricité et de certificats verts, dont l'évolution s'explique principalement par la croissance du nombre de centrales en opération, ainsi que des indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de certains projets.

Compte tenu de la qualité des signataires des contrats de vente d'électricité, le Groupe considère que le risque de contrepartie lié aux créances clients est négligeable.

Le bilan du Groupe ne présentait ainsi aucune créance client échue significative au 31 décembre 2020 ainsi qu'au 31 décembre 2019.

Dépréciations

La norme IFRS 9 exige de tenir compte du risque de crédit relatif aux actifs financiers sur la base du principe des « pertes attendues », ce qui implique de reconnaître des dépréciations sur des créances commerciales non encore échues.

Au 31 décembre 2020, le Groupe a effectué une revue, sur la base de la qualité et la solvabilité de ses clients, de son portefeuille de créances commerciales. Au regard de la nature de ses activités et de ses clients aucune « perte attendue » particulière n'a été identifiée étant donnée la nature des créances en portefeuille.

Détail des créances clients

	31.12.2020	31.12.2019
<i>En millions d'euros</i>		
Valeur nette des Clients et comptes rattachés - en début de période	52,2	33,8
Variations liées à l'activité	22,3	18,8
Variation de périmètre	0,6	(0,9)
Ecart de conversion	(1,9)	0,3
Dépréciations et reprises de dépréciations	-	0,3
Valeur nette des Clients et comptes rattachés - en fin de période	73,2	52,2

Le bilan ne présentait aucune créance client échue significative au 31 décembre 2020 ainsi qu'au 31 décembre 2019. Par suite d'une reprise de provision non utilisée pour 0,3 million d'euros au cours de l'exercice 2019, il n'existe plus de dépréciation relative à des créances clients dans les comptes du Groupe depuis le 31 décembre 2019.

NOTE 7. ACHATS ET STOCKS

NOTE 7.1. ACHATS DE MARCHANDISES ET VARIATION DE STOCKS

Principes comptables

Les sociétés de projets australiennes opérant des centrales solaires et éoliennes génèrent, au rythme de leur production, des certificats verts qui, pour la part excédant les engagements prévus dans le cadre de leur contrat d'achat de long terme (*Power Purchase Agreement*) avec leurs contreparties, ont vocation à être vendus sur le marché.

Dans un objectif de couverture du risque de prix visant à limiter son exposition à la volatilité du marché spot, Neoen a créé au premier semestre 2020 la société Neoen Energy Management Australia (NEMA). Cette société acquiert désormais chaque trimestre auprès des sociétés de projets (dès lors que leurs contrats de financement les y autorisent) les certificats verts excédant les engagements pris dans le cadre des *Power Purchase Agreements*. D'autre part, elle procède conformément à une politique de risque soumise à approbation préalable des organes de direction, à une couverture du risque de prix sur l'horizon de liquidité accessible (pouvant aller jusqu'à l'année n+2), à travers la réalisation de ventes à terme auprès de contreparties externes, donnant lieu à livraison physique l'année suivant la production de ces certificats verts.

Les certificats verts, objets de cette couverture du risque de prix font, dans le cadre de cette nouvelle organisation, l'objet d'une comptabilisation en stock à la juste valeur, conformément aux principes fixés par la norme IAS 2 « stocks », et ce jusqu'à leur transfert physique auprès des contreparties externes en année n+1 suivant leur production, qui déclenche la reconnaissance du produit associé en chiffre d'affaires. Ces certificats verts sont comptabilisés dans la rubrique « achats de marchandises et variation de stocks » au compte de résultat et dans la rubrique « stocks » au bilan.

Les achats de marchandises et stocks se composent principalement :

- des charges relatives à de l'achat d'électricité pour (0,4) million d'euros et des achats de petits équipements pour certaines centrales en exploitation pour (0,4) million d'euros ;
- des variations de stocks de certificats verts générés par les sociétés de projet en Australie et en attente de leur livraison physique dans le cadre de ventes à terme pour 3,7 millions d'euros.

Ce poste comprenait sur l'exercice 2019 exclusivement des achats de petits équipements pour (0,7) million d'euros.

NOTE 7.2. STOCKS

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2020	31.12.2019
Valeur nette des stocks - en début de période	0,7	1,9
Variations liées à l'activité	3,7	(1,7)
Variation de périmètre	-	0,5
Ecart de conversion	0,2	-
Valeur nette des stocks - en fin de période	4,7	0,7

NOTE 7.3. CHARGES EXTERNES

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2020	Exercice 2019
Entretiens et réparations	(22,7)	(17,2)
Autres charges externes	(35,0)	(29,8)
Total charges externes	(57,7)	(47,0)

Les charges d'entretiens et de réparations correspondent essentiellement aux coûts de maintenance des centrales en exploitation.

Les autres charges externes comprennent principalement :

- des charges d'exploitation des centrales en opération (coûts associés à la gestion de la fréquence du réseau et assurances d'exploitation) ;
- des frais de structure (honoraires, consulting, sous-traitance, informatique, assurance) ;
- des frais de déplacement ;
- et des charges de développement non activées car ne répondant pas aux critères d'activation définis par la norme IAS 38 « immobilisations incorporelles ».

Les charges de développement non activées sur la période s'élèvent ainsi à 1,5 million d'euros, montant stable par rapport à l'exercice précédent.

NOTE 7.4. FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2020	31.12.2019
Fournisseurs	33,2	27,4
Fournisseurs d'immobilisations	140,7	98,9
Fournisseurs et comptes rattachés - en fin de période	173,9	126,3

Les fournisseurs d'immobilisations comprennent essentiellement des dettes relatives à la construction des centrales de production d'électricité. La variation des dettes sur fournisseurs d'immobilisations s'explique par + 44,6 millions d'euros d'augmentation nette ainsi que des impacts liés aux écarts de conversion pour – 2,7 millions d'euros

NOTE 8. CHARGES ET AVANTAGES AU PERSONNEL

NOTE 8.1. CHARGES DE PERSONNEL

Principes comptables

Charges de personnel

Les charges de personnel allouées au développement des projets sont comptabilisées à l'actif lorsque les projets remplissent les critères d'activation requis par la norme IAS 38 « immobilisations incorporelles ». Le Groupe considère que ces critères sont atteints 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*). Les autres charges de personnel figurent en charge au compte de résultat.

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 obligation 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 en date de clôture.

Sur l'exercice 2020, les charges de personnel s'élèvent à (16,2) millions d'euros contre (12,1) millions d'euros en 2019.

L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'augmentation des effectifs et à la hausse des charges sociales sur plan d'actions gratuites constatées lors de l'arrivée à échéance du plan d'octobre 2017 et provisionnées sur l'exercice au titre des plans qui arrivent à échéance en 2021, 2022, et 2023. Ces évolutions ont été partiellement compensées par la hausse du taux d'activation des charges de personnel sur la période (59 % en 2020 contre 58 % en 2019), conformément aux règles d'activation définies par la norme IAS 38 (se reporter à la note 12.2).

NOTE 8.2. REMUNERATION DES DIRIGEANTS

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2020	Exercice 2019
Avantages du personnel à court terme	2,5	2,4
Paiements fondés sur des actions	1,5	1,7
Total rémunérations des dirigeants	4,0	4,1

Les dirigeants représentent les membres du comité exécutif du Groupe.

NOTE 8.3. PAIEMENTS FONDES SUR DES ACTIONS

Principes comptables

Conformément à la norme IFRS 2 « Paiements fondés sur des actions », la juste valeur des options et attributions gratuites d'actions est déterminée selon des méthodes adaptées à leurs caractéristiques (*equity-settled*), et 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 basée sur le cours de l'action en date d'attribution (pour les plans antérieurs à la cotation de la société, la juste valeur a été estimée sur la base de la dernière augmentation de capital), et tient compte des perspectives de versement de

dividendes sur la période d'acquisition des droits, du taux anticipé de rotation des effectifs 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.

À chaque clôture, le Groupe évalue la probabilité de perte, par les bénéficiaires, 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.

La charge liée à l'attribution d'actions gratuites et de stock-options s'élève sur l'exercice à (5,3) millions d'euros contre (3,8) millions d'euros en 2019.

Détail des plans de souscription d'action

	Plan 2015	Plan 2016	Plan 2016	Plan 2016	Plan 2018	Plan 2018	TOTAL
Date de l'AG	17/03/2014	17/03/2014	17/03/2014	17/03/2014	29/05/2018	04/07/2018	
Date de la décision du Président	21/01/2015	08/01/2016	08/01/2016	23/12/2016	30/05/2018	05/07/2018	
Nombre totale d'actions pouvant être souscrites ou achetées	571 250	127 500	25 000	235 000	45 000	65 000	
Début de la période d'exercice des options	02/01/2017	11/01/2019	17/05/2019	24/12/2019	31/05/2021	06/10/2020	
Date d'expiration de la période d'exercice	01/01/2020	10/01/2021	16/05/2021	23/12/2021	30/05/2023	05/07/2023	
Prix de souscription ou d'achat	4,00 €	4,00 €	4,00 €	6,00 €	10,00 €	10,00 €	
Nombre d'options							
Existantes au 1er janvier 2019	78 750	90 000	25 000	225 000	45 000	65 000	528 750
Notifiées	-	-	-	-	-	-	-
Annulées	-	-	-	-	5 000	5 000	10 000
Exercées	78 750	52 500	-	-	-	-	131 250
Existantes au 1er janvier 2020	-	37 500	25 000	225 000	40 000	60 000	387 500
Notifiées	-	-	-	-	-	-	-
Annulées	-	-	-	-	-	-	-
Exercées	-	37 500	25 000	161 834	-	25 000	249 334
Existantes au 31 décembre 2020	-	-	-	63 166	40 000	35 000	138 166

Pour valoriser ces plans, le Groupe a utilisé le modèle de *Black & Scholes* avec les hypothèses suivantes :

- un taux de volatilité de 23 % depuis le plan du 30 mai 2018 contre 18 % auparavant (compte tenu de la volatilité des sociétés comparables) ;
- un taux d'intérêt sans risque correspondant à l'OAT 5 ans à la date d'attribution ;
- une maturité moyenne des plans d'un an au-delà de la période d'acquisition.

Détail des plans d'attribution d'actions gratuites

	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2018	Plan 2019	Plan 2020	TOTAL
Date de l'AG	23/02/2018	23/02/2018	29/05/2018	04/07/2018	02/10/2018	26/05/2020	
Date de la décision d'attribution du Président / Conseil d'administration	23/02/2018	09/04/2018	30/05/2018	05/07/2018	10/07/2019	02/07/2020	
Nombre totale d'actions attribuées gratuitement	106 054	2 500	107 500	570 644	297 000	140 000	
Date d'acquisition des actions	23/02/2019	10/04/2020	31/05/2021	06/10/2020	11/07/2022	03/07/2023	
Date de fin de période de conservation	23/02/2020	10/04/2021	-	-	-	-	
Nombre d'actions attribuées gratuitement							
Existantes au 1er janvier 2019	106 054	2 500	107 500	570 644	-	-	786 698
Notifiées	-	-	-	-	297 000	-	297 000
Annulées	-	-	2 500	77 000	-	-	79 500
Attribuées définitivement	106 054	-	-	-	-	-	106 054
Existantes au 1er janvier 2020	-	2 500	105 000	493 644	297 000	-	898 144
Notifiées	-	-	-	-	-	140 000	140 000
Annulées	-	-	-	7 000	5 000	-	12 000
Attribuées définitivement	-	2 500	-	486 644	-	-	489 144
Existantes au 31 décembre 2020	-	-	105 000	-	292 000	140 000	537 000

Le plan d'action gratuite du 5 juillet 2018 est arrivé à échéance le 6 octobre 2020. Les 486 644 actions attribuées l'ont été via (i) l'utilisation de 302 070 actions existantes et auto-détenues par la Société et (ii) la création de 184 574 actions nouvelles.

NOTE 9. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS COURANTS

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2020	Exercice 2019
Autres produits opérationnels courants	59,2	28,1
Autres charges opérationnelles courantes	(9,7)	(0,6)
Autres produits et charges opérationnels courants	49,6	27,6

Les autres produits opérationnels courants sont principalement composés des compensations contractuelles consécutives aux pertes de revenus résultant de retards dans la mise en service de certaines centrales, du fait des contractants chargés de leur construction.

Les autres charges opérationnelles courantes correspondent essentiellement à des pénalités résultant de retards dans la mise en service de centrales (obligation de filiales du Groupe au titre du *Power Purchase Agreement*), et à des pertes de change sur des transactions opérationnelles.

NOTE 10. ELEMENTS NON COURANTS DE L'ACTIVITE OPERATIONNELLE

Principes comptables

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 :

- des plus ou moins-values de cession ;
- des dépréciations importantes et inhabituelles d'actifs non courants, corporels ou incorporels ;
- de 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 ;
- des frais d'acquisition liés aux variations de périmètre (se reporter aux notes 5.4 et 12.1).

Détail des éléments non courants :

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2020	Exercice 2019
Frais de développement antérieurs ⁽¹⁾	(4,1)	(2,4)
Résultat des cessions d'actifs	0,1	(0,6)
Autres produits	0,3	0,0
Autres charges	(0,4)	(2,5)
Autres produits et charges opérationnels non courants	(4,0)	(5,5)
Dépréciation des coûts de développement activés	(3,1)	(1,8)
Autres dépréciations d'actifs ⁽²⁾	(13,4)	-
Reprise de dépréciation des coûts de développement activés ⁽³⁾	2,4	1,8
Autres reprises non courantes	0,0	1,6
Dépréciations d'actifs non courants	(14,1)	1,5
Résultat opérationnel non courant	(18,1)	(4,0)

(1) Les frais de développement immobilisés pour lesquels le Groupe, à la suite d'événements externes hors de son contrôle, considère que les critères d'activation prévus par la norme IAS 38 « Immobilisations incorporelles » ne sont plus respectés, sont comptabilisés en autres charges opérationnelles non courantes sur la période.

(2) Les dépréciations des autres créances correspondent à la perte de valeur sur les actifs du projet Altiplano 200 (se référer à la note 2.2).

(3) Les reprises de dépréciation des coûts de développement activés concernent les projets abandonnés.

NOTE 11.IMPOTS

Principes comptables

Impôts 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 écart d'acquisition 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, co-entreprises 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. Le Groupe s'appuie, pour déterminer les conditions d'utilisation de ses actifs d'impôts différés, sur des plans d'affaires à long terme établis pour chacun de ses projets en exploitation et en construction, et revus dès l'apparition d'indices de perte de valeur et a minima annuellement.

Autres impôts et taxes

En France, la loi de finance 2010 a introduit une contribution économique territoriale en remplacement de la taxe professionnelle (CET). 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 en résultat opérationnel courant dans le poste « Impôts, taxes et versements assimilés », et a considéré que l'assiette de la CVAE entrait dans le champ d'application de la norme IAS 12 « Impôts sur le résultat ».

NOTE 11.1. IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES

Conformément à IFRIC 21, le Groupe comptabilise les taxes dès leur exigibilité d'un point de vue fiscal. La charge s'élève à (7,7) millions d'euros sur l'exercice 2020 contre (5,4) millions d'euros sur l'exercice 2019.

NOTE 11.2. IMPOTS SUR LES RESULTATS

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2020	Exercice 2019
Résultat avant impôts	24,8	44,9
Impôts sur les résultats	(21,4)	(23,7)
<i>Impôts exigibles</i>	(14,5)	(15,3)
<i>Impôts différés</i>	(6,9)	(8,4)
Taux d'impôt effectif	86,6%	52,8%

La charge d'impôt s'élève à (21,4) millions d'euros en 2020 contre (23,7) millions d'euros en 2019, soit respectivement un taux d'impôt effectif de 86,6 % contre 52,8 %.

L'impôt exigible est composé en 2020 de :

- (8,8) millions d'euros d'impôt sur les sociétés contre (11,6) millions d'euros en 2019. Cette baisse est principalement due à l'élargissement du périmètre de l'intégration fiscale de Neoen S.A. ainsi qu'à l'utilisation en crédit d'impôt des retenues à la source conventionnées ;
- (4,1) millions d'euros de retenues à la source, utilisées en crédits d'impôts à hauteur de (1,2) million d'euros, contre (2,4) millions d'euros en 2019, utilisées en crédits d'impôts à hauteur de (0,1) million d'euros ;
- (1,7) million d'euros de cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE), contre (1,3) million d'euros en 2019.

La différence entre la charge d'impôt effective et la charge d'impôt théorique s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2020	Exercice 2019
Résultat avant impôts	24,8	44,9
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	28,0%	31,0%
Charge théorique d'impôt	(6,9)	(13,9)
Différences de taux d'imposition	(0,9)	(0,3)
Différences permanentes	(3,9)	(5,7)
Impôt sans base	(3,7)	(2,8)
Variation d'actifs d'impôts sur déficits reportables	(0,5)	(0,1)
Déficits fiscaux générés sur la période non activés	(3,4)	(0,7)
Autres	(2,1)	(0,3)
Charge réelle d'impôt	(21,4)	(23,7)

La différence de (14,5) millions d'euros entre la charge d'impôt théorique de (6,9) millions d'euros et la charge réelle d'impôt de (21,4) millions d'euros s'explique principalement par :

- des différences permanentes pour (3,9) millions d'euros. Elles intègrent essentiellement :
 - l'impact de la non-reconnaissance de produits d'impôts sur la fraction des charges d'intérêts relatives à l'OCEANE émise en 2019 et l'OCEANE Verte émise en 2020, enregistrées au TIE et excédant le taux d'intérêt nominal de ces instruments, pour (1,7) million d'euros ;
 - l'effet des charges encourues au titre de l'application de la norme IFRS 2 « paiements en actions » pour (0,7) million d'euros ;

- et des charges ne donnant pas lieu à des économies d'impôts (effets de désactualisation notamment) pour (1,4) million d'euros ;
- des impôts sans bases pour (3,7) millions d'euros qui correspondent principalement à la CVAE pour (1,2) million d'euros, ainsi qu'à des retenues à la source pour (2,6) millions d'euros ;
- des perspectives de bénéfices et des limitations temporelles dans l'utilisation des déficits fiscaux sur certaines géographies, qui ont amené le Groupe à déprécier ou ne pas reconnaître d'impôts différés actifs au titre de certaines pertes fiscales, pour (3,9) millions d'euros ;
- les autres impacts incluent essentiellement les effets de l'hyperinflation en Argentine

NOTE 11.3. IMPOTS DIFFERES

Les impôts différés actifs et passifs inscrits au bilan ont pour origine :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2020	31.12.2019
Immobilisations	(4,3)	9,0
Amortissements dérogatoires	(77,1)	(66,9)
Ecart d'évaluation	(3,8)	(4,3)
Financier	27,7	20,7
Autres éléments	(7,9)	3,8
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	74,3	43,7
Impôts différés nets	8,9	6,1
Impôts différés actif	62,2	55,6
Impôts différés passif	53,3	49,6
Impôts différés nets	8,9	6,1

La variation des impôts différés sur les immobilisations provient de l'application de la norme IAS 21 « effets des variations des cours des monnaies étrangères » en Argentine, Zambie et Mexique.

La variation des stocks d'impôt différé sur amortissements dérogatoires provient essentiellement de la différence entre la durée d'amortissement fiscale et la durée d'amortissement comptable associée à une augmentation des investissements dans des actifs de production en Australie.

L'augmentation du stock d'impôt différé sur les flux financiers provient principalement de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés.

La variation des impôts différés sur déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés de +30,6 millions d'euros s'explique par :

- la reconnaissance de nouveaux impôts différés pour 35,9 millions d'euros (dont principalement en Australie pour 15,2 millions d'euros, en Zambie pour 4,6 millions d'euros, en Jamaïque pour 4 millions d'euros et en Irlande pour 3,6 millions d'euros) ;
- des consommations de déficits pour (4,8) millions d'euros ;
- des dépréciations de déficits antérieurement reconnus pour (1,3) million d'euros et des activations de déficits antérieurement non reconnus pour 0,7 million d'euros

La variation des impôts différés s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<i>Impôts différés Actif</i>	<i>Impôts différés Passif</i>	Total
Impôts différés nets - en début de période	55,6	49,6	6,1
Mouvement par résultat	0,7	7,6	(6,9)
Autres éléments du résultat global	39,0	30,5	8,6
Effet des variations de périmètre	0,1	0,1	(0,0)
Actualisation	0,1	0,1	(0,0)
Compensation des impôts différés	(34,7)	(34,7)	-
Autres mouvements	1,2	-	1,2
Impôts différés nets - en fin de période	62,2	53,3	8,9

NOTE 12. ÉCART D'ACQUISITION, IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

NOTE 12.1. ÉCART D'ACQUISITION

Principes comptables

Se reporter à la note 2.3 « regroupements d'entreprises ».

Dépréciation des actifs

Se reporter aux principes comptables de la note 12.2 – Dépréciation d'actifs.

L'écart d'acquisition présenté est lié à l'acquisition en 2019 de centrales éoliennes irlandaises en exploitation.

Ce dernier a fait l'objet un test de valeur au 31 décembre 2020 qui n'a pas mis en évidence de perte de valeur.

NOTE 12.2. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Principes comptables

Immobilisations incorporelles

Les principales immobilisations incorporelles comptabilisées par le Groupe concernent les dépenses liées au développement des projets.

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 dépenses liées au développement des projets est réalisée en conformité avec la norme IAS 38 « immobilisations incorporelles ».

Les 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 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*). Lorsque les conditions pour la comptabilisation d'une immobilisation générée en interne ne sont pas remplies, les dépenses liées au développement de projets sont comptabilisées en charges durant l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses rattachées à ces projets cessent d'être capitalisées à la mise en service industrielle.

Dès lors que le Groupe estime que la probabilité de succès s'amointrit à la suite de facteurs externes à caractère inhabituel, les dépenses liées au développement sont dépréciées et comptabilisées en « Dépréciation d'actifs non courants ».

Lors de l'abandon d'un projet, les dépenses de développement liées à ce projet sont enregistrées en charges au sein des « Autres produits et charges opérationnels non courants » (se reporter à la note 10).

Le Groupe distingue les frais de développement « Etudes » et « Opération » en fonction de l'état d'avancement du projet à la clôture. Le terme « Opération » regroupe les phases de construction et d'exploitation des centrales.

À 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 autres immobilisations incorporelles sont amorties linéairement en fonction de leur durée de vie estimée.

Les principales catégories d'immobilisations incorporelles et leur durée d'amortissement retenue par le Groupe sont les suivantes :

- logiciels : 1 à 3 ans ;
- frais de développement : 6 à 25 ans, en ligne avec la durée d'utilité estimée des centrales de production d'énergies et des installations de stockage.

Dépréciation des actifs

Conformément à IAS 36 « dépréciation d'actifs », le Groupe examine à la fin de chaque période de présentation de l'information financière s'il existe un indice de perte de valeur sur les actifs incorporels et corporels à durée d'utilité déterminée et indéterminés (*goodwill*) et les immobilisations incorporelles en cours. 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 est supérieure à sa valeur recouvrable, définie comme la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de transaction et la valeur d'utilité.

De plus, pour les actifs incorporels à durée d'utilité indéterminée (*goodwill*) et les immobilisations incorporelles en cours, un test de perte de valeur est effectué annuellement qu'il y ait un indice de dépréciation ou non.

La plupart des actifs immobilisés du bilan sont relatifs aux actifs de production (centrales en développement, en construction ou en opération). Ces actifs, qui ont une durée de vie finie, font l'objet de tests de dépréciation dès lors que des indicateurs de perte de valeur 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 couvrant la durée des contrats de vente d'électricité (pouvant aller jusqu'à 24 ans), et une période de vente sur les marchés courant de la fin des contrats de vente jusqu'à la date de fin de durée d'utilité des actifs sous-jacents. Les hypothèses sous-jacentes sont systématiquement mises à jour à la date du test.

La variation des immobilisations incorporelles s'analyse comme suit :

	Frais de développement immobilisés - Opération	Frais de développement immobilisés - Etudes ⁽²⁾	Autres immobilisations incorporelles ⁽³⁾	Total
<i>En millions d'euros</i>				
Valeurs Brutes				
Au 31 décembre 2019	68,0	46,5	81,3	195,8
Acquisitions ⁽¹⁾	9,0	30,3	0,6	40,0
Diminutions	-	(4,1)	-	(4,1)
Reclassements et autres	7,1	(7,9)	(4,7)	(5,4)
Au 31 décembre 2020	84,2	64,9	77,3	226,3
Amortissements et dépréciations				
Au 31 décembre 2019	(7,2)	(3,2)	(2,2)	(12,5)
Dotation aux amortissements	(2,6)	0,0	(1,8)	(4,4)
Perte de valeur	-	(3,1)	-	(3,1)
Reprise de perte de valeur	-	2,4	-	2,4
Reclassements et autres	0,0	0,0	(0,1)	(0,0)
Au 31 décembre 2020	(9,7)	(3,8)	(4,1)	(17,6)
Valeurs nettes				
Au 31 décembre 2019	60,9	43,3	79,2	183,3
Au 31 décembre 2020	74,4	61,0	73,2	208,7

(1) Au cours de l'exercice 2020, le Groupe a activé des charges directement imputables au développement de projets pour un montant de 39,3 millions d'euros. Ces investissements concernent principalement des projets localisés en Australie, en France, au Mexique, en Finlande, en Irlande, au Portugal, en Argentine, aux USA, au Mozambique, en Equateur et en Suède.

(2) Au 31 décembre 2020, le poste « Frais de développement immobilisés – Etudes » s'élève à 61,0 millions d'euros en valeur nette, et comprend 22,6 millions d'euros de dépenses activées relatives aux projets dont le tarif est sécurisé au 31 décembre 2020.

(3) Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées d'actifs relatifs à des projets en développement, ayant été acquis auprès de tiers.

NOTE 12.3. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Principes comptables

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. Le coût d'une immobilisation corporelle comprend, le cas échéant, l'estimation des coûts relatifs au démantèlement et à la remise en état du site sur lequel elle est située, à raison de l'obligation que le Groupe encourt.

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 la durée d'utilité estimée, selon le mode linéaire et sur les bases suivantes :

- centrales de production d'énergie : 25 ans²⁵;
- centrales de stockage d'énergie : 10-15 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 essentiellement aux centrales 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.

Contrats de location

Le Groupe a appliqué la norme IFRS 16 « Contrats de location » avec une date d'application initiale au 1er janvier 2018.

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 le Groupe estime qu'il est raisonnablement certain que les clauses de renouvellement seront exercées (compte tenu du caractère stratégique des emplacements considérés).

La durée des contrats de location de bureaux est comprise entre 1 et 10 ans.

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 :
 - o le Groupe a le droit d'exploiter l'actif, ou
 - o 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 1er janvier 2018.

²⁵ 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.

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 au titre du droit d'utilisation et une dette locative au début du bail :

- l'actif au titre du droit d'utilisation est initialement évalué au coût, lequel comprend le montant initial de la dette locative ajusté des paiements de location effectués à la date de mise en service ou avant la date de mise en service, et additionné 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 n'ont pas encore été effectués, actualisés en utilisant le taux marginal d'emprunt du preneur (taux d'intérêt que le preneur aurait à payer pour emprunter, pour une durée et avec une garantie similaire, les fonds nécessaires pour se procurer un bien de valeur similaire à l'actif au titre du droit d'utilisation dans un environnement économique similaire).

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.

Dépréciation des actifs reconnus au titre du droit d'utilisation

Se reporter aux principes comptables de la note 12.2.

La variation des immobilisations corporelles s'analyse comme suit :

	Actifs de production	Actifs de production en-cours	Droits d'utilisation sur actifs loués ⁽³⁾	Autres immobilisations corporelles	Total
<i>En millions d'euros</i>					
Au 31 décembre 2019	1 890,1	611,2	139,4	20,4	2 661,1
Acquisitions ⁽¹⁾	29,7	490,1	-	1,8	521,6
Cessions	-	(0,0)	(0,3)	(0,0)	(0,3)
Effet des variations de périmètre	11,6	-	2,1	-	13,7
Effet de change	(32,8)	(17,6)	(0,7)	(0,9)	(52,1)
Reclassements et autres ⁽²⁾	490,1	(448,2)	32,4	(0,2)	74,1
Au 31 décembre 2020	2 388,8	635,4	172,8	21,0	3 218,1
Au 31 décembre 2019	(265,0)	(1,0)	(6,4)	(1,4)	(273,7)
Dotations aux amortissements	(99,6)	-	(5,4)	(0,6)	(105,5)
Cessions	-	-	0,2	0,0	0,3
Effet des variations de périmètre	(0,7)	-	-	-	(0,7)
Effet de change	0,3	0,0	0,0	0,0	0,4
Reclassements et autres	(0,0)	-	(0,0)	0,0	(0,0)
Au 31 décembre 2020	(364,9)	(1,0)	(11,5)	(2,0)	(379,3)
Au 31 décembre 2019	1 625,2	610,2	133,1	18,9	2 387,3
Au 31 décembre 2020	2 023,9	634,4	161,4	19,1	2 838,7

(1) Les acquisitions de la période correspondent aux centrales en construction sur l'exercice 2020, et notamment les projets :

- En Australie : 151,5 millions d'euros dont principalement Western Downs (51,7 millions d'euros), l'extension de Hornsdale Power Reserve (59,2 millions d'euros), Victoria Big Battery (25,6 millions d'euros) et Bulgana (13,4 millions d'euros).

- Dans la zone Amériques : 163,4 millions d'euros dont principalement El Llano (65,5 millions d'euros) et Itzoteno (24,3 millions d'euros) au Mexique ; Altiplano 200 (41,6 millions d'euros) en Argentine ; Capella (26,2 millions d'euros) au Salvador ; et Paradise Park (2,6 millions d'euros) en Jamaïque.

- En Europe : 204,9 millions d'euros dont principalement Mutkalampi (64,4 millions d'euros), Yllikkäla Power Reserve (15 millions d'euros) et Hedet (12,6 millions d'euros) en Finlande, des projets éoliens en France (67 millions d'euros) dont les principaux contributeurs sont, Viersat (18,5 millions d'euros), Mont de Malan (13,8 millions d'euros), La Garenne (9,3 millions d'euros), Chemin Vert (5,6 millions d'euros) et des projets solaires en France (42,5 millions d'euros), dont les plus gros contributeurs sont, Reaup Lisse (11,4 millions d'euros), Les Poulettes (8,7 millions d'euros), Antugnac (6,8 millions d'euros), Mer (3,2 millions d'euros).

(2) Les reclassements sur les droits d'utilisation (32,4 millions d'euros) correspondent aux nouveaux baux entrés en immobilisations selon IFRS 16 « contrats de location ».

(3) Il s'agit essentiellement de droits d'utilisation de terrains (pour les centrales en construction et exploitation), pour un montant de 159,8 millions d'euros, ainsi que de droits d'utilisation relatifs à des bureaux, pour un montant de 1,5 million d'euros.

Il n'existe aucun indice de perte de valeur nécessitant la mise en œuvre de tests de dépréciation sur les actifs corporels au bilan du Groupe en date de publication de ses comptes consolidés, à l'exception du projet Altiplano 200 en Argentine (se référer à la note 10).

NOTE 13. PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES ET COENTREPRISES

La variation des participations dans les entreprises associées et co-entreprises s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2020	31.12.2019
Total Participations dans les entreprises associées et coentreprises - début de période	6,9	6,7
Dividendes versés	-	(0,4)
Augmentation de Capital	(0,1)	0,1
Quote-part de résultat dans les entreprises associées	0,7	0,7
Variation de juste valeur	(0,1)	(0,2)
Total Participations dans les entreprises associées et coentreprises - fin de période	7,3	6,9

Ce poste correspond essentiellement à la valorisation de la centrale de Seixal (CSNSP 441 au Portugal) pour 7,3 millions d'euros.

NOTE 14. ACTIFS FINANCIERS NON COURANTS

Principes comptables

Les actifs financiers non courants sont constitués par des dépôts de garantie liés aux contrats de financement, des dépôts à terme, des prêts, des titres non consolidés, et des instruments dérivés ayant une valeur positive.

Les actifs financiers sont classés et évalués comme suit :

- les dépôts de garantie et les dépôts à terme sont comptabilisés au coût amorti ;
- les titres non consolidés sont comptabilisés à la juste valeur.

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2020	31.12.2019
Dépôts de garantie	76,6	111,0
Titres non consolidés	2,5	2,5
Prêts à plus d'un an	13,0	11,6
Total actifs financiers non courants	92,2	125,2

Dépôts de garantie

Les dépôts de garantie correspondent principalement :

- aux comptes de réserve de financements mis en place dans le cadre des financements de projets relatifs aux actifs de production ;
- aux dépôts constitués dans le cadre de réponses à des appels d'offres.

La réduction de la période s'explique essentiellement par le remboursement de dépôts de garantie liés au financement d'actifs de production (*Debt Service Reserve Account ou DSRA*).

NOTE 15. AUTRES ACTIFS COURANTS

Les autres actifs courants s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2020	31.12.2019
Créances fiscales et sociales	84,3	81,0
Fournisseurs débiteurs	7,7	5,4
Charges constatées d'avance	7,8	7,7
Autres débiteurs	12,4	17,1
Total autres actifs courants	112,3	111,2

Les créances fiscales et sociales se composent essentiellement de crédits de TVA en attente de récupération associés à la construction de centrales de production d'électricité.

NOTE 16. TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE

Principes comptables

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 « États 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.

La trésorerie et équivalents de trésorerie s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2020	31.12.2019
Placements à court terme	0,7	11,6
Disponibilités	374,2	448,9
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	374,9	460,5

La trésorerie et équivalents de trésorerie au 31 décembre 2020 correspond principalement aux disponibilités :

- détenues par Neoen S.A. (60,4 millions d'euros), dont la variation sur l'exercice 2020 (- 125 millions d'euros) s'explique principalement par l'émission de l'OCEANE Verte d'un montant brut de 170 millions d'euros en juin 2020 et des remontées de trésorerie (pour 48 millions d'euros) provenant des sociétés projets, liées aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation des centrales et au refinancement des centrales Hornsdale 1, 2 et 3, compensés par des investissements sous forme d'apports en fonds propres et en comptes courants dans les nouveaux projets pour (335,6) millions d'euros ;
- localisées dans les sociétés projets et holdings associées (293,3 millions d'euros), dont la variation sur l'exercice 2020 (+ 48,7 millions d'euros) résulte, pour les actifs en construction, de tirages de dettes seniors et d'apports en fonds propres venant financer les investissements dans les actifs de production, et, pour les actifs en exploitation, des flux de trésorerie générés par l'activité, ayant notamment vocation à assurer le remboursement des financements de projets et la rémunération des apports effectués par les actionnaires ;

- localisées dans les holdings portant des dettes juniors (20,6 millions d'euros, soit – 9,3 millions d'euros), et liées aux flux de trésorerie générés par les excédents de trésorerie remontant des actifs de production, permettant de rembourser les échéances de dettes juniors et de rémunérer les apports actionnaires.

NOTE 17. CAPITAUX PROPRES ET DETAIL DES INSTRUMENTS DILUTIFS

Politique de gestion du capital

Neoen gère son capital dans le cadre d'une politique financière prudente et rigoureuse, qui repose, depuis la création de la Société, sur un souci d'optimisation constant de sa structure financière, lui permettant de financer son développement, conformément à ses objectifs de croissance de capacité installée et de taux de rentabilité interne (TRI). Celle-ci s'inscrit dans une perspective de diversification, à la fois géographique et technologique, mais aussi de son exposition au risque de change. Au-delà du respect des covenants et des engagements financiers pris dans le cadre de ses financements de projets, très majoritairement sans recours sur la société mère du Groupe, et ses financements *corporate*, Neoen suit ainsi de manière plus particulière, dans une perspective de gestion de sa structure de capital, les ratios de dette nette sur EBITDA et de levier financier sur capital investi, sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit *corporate* ou mise en place pour le financement de ses projets.

Cette politique de gestion du capital vise ainsi à lui permettre de continuer à investir dans des projets générateurs de valeur, et de maximiser de ce fait la création de valeur pour ses actionnaires, dont son actionnaire de contrôle depuis 10 ans, Impala SAS. Neoen est ainsi susceptible de procéder à des ajustements réguliers de cette politique, au regard notamment de l'évolution des conditions économiques et d'accès aux marchés de la dette et des capitaux, et dans ce cadre, d'émettre de nouvelles actions, de procéder au rachat d'actions propres, ou d'autoriser des plans de paiement fondés sur des actions.

Neoen n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum, excepté les exigences légales.

Capitaux propres

Les mouvements affectant les capitaux propres du Groupe au cours des exercices 2019 et 2020 sont détaillés dans le tableau de variation des capitaux propres consolidés.

Capital social

Au cours de l'exercice :

- 62 500 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 4 € ont été exercées ;
- 161 834 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 6 € ont été exercés ;
- 25 000 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 10 € ont été exercés ;
- 25 556 actions ont été créées dans le cadre d'une augmentation de capital réservée aux salariés ;
- 187 074 actions ont été créées dans le cadre de plan d'attribution d'action gratuites arrivés à échéances pour un montant total de 1 676 653,76 euros dont 1 226 873,76 euros de prime d'émission portant le capital social à 171 101 424 € et la prime d'émission à 502 251 500 €.

Actions propres

- Au 31 décembre 2020, la Société détient directement ou indirectement 10 639 actions propres, issues principalement d'un programme de rachat d'actions en vue de leur attribution, représentant 0,4 million d'euros sur la base de la valeur comptable.

Réserves

- L'émission de l'OCEANE Verte pour un montant d'environ 170 millions d'euros (se référer à la note 2.2) a été traitée comme un instrument composé se répartissant entre une composante capitaux propres pour 25,2 millions d'euros (comptabilisée en « réserves » pour 24,9 millions d'euros, nette de frais) et une composante dette pour 144,8 millions d'euros (comptabilisée en « financements corporate - non courant » pour 142,8 millions d'euros, nette de frais - se référer à la note 19.2).

Dividendes

- Le Groupe n'a procédé à aucune distribution de dividendes.

Participations ne conférant pas le contrôle

en millions d'euros		Pourcentage d'intérêt non contrôlé		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Participations ne donnant pas le contrôle	
		31.12.2020	31.12.2019	Exercice 2020	31.12.2020	Exercice 2019	31.12.2019				
Nom de l'entité	Pays d'activité										
HWF 1 & Holdco	Australie	30%	30%	(0,2)	1,3			0,8			9,8
HWF 2 & Holdco	Australie	20%	20%	0,1	0,7			0,4			3,1
HWF 3 & Holdco	Australie	20%	20%	(0,2)	1,7			1,6			4,4
Hedet	Finlande	20%	20%	0,1	(1,2)			(0,8)			(1,1)
Bangweulu Power Company	Zambie	41%	41%	0,4	(0,2)			(0,1)			(0,2)
EREC	Jamaïque	50%	50%	(0,4)	0,0			0,7			0,4
Metoro	Mozambique	25%	25%	(0,1)	0,3			(0,6)			0,4
Mutkalampi	Finlande	20%	20%	(0,1)	2,7			(0,0)			2,8
Autres				(0,2)	(0,5)			(0,1)			(0,1)
Total des activités poursuivies				(0,5)	4,8			1,9			19,5
Biomasse Energie de Commentry	France		100%	-	-			(0,9)			0,0
Total des activités non poursuivies				-	-			(0,9)			0,0
Total Participations ne conférant pas le contrôle				(0,5)	4,8			1,0			19,5

La variation des participations ne conférant pas le contrôle de – 14,7 millions d'euros provient essentiellement de distributions de dividendes.

Agrégats du bilan

L'actif net des participations ne conférant pas le contrôle au 31 décembre 2020 s'analyse comme suit :

	HWF 1 & Holdco	HWF 2 & Holdco	HWF 3 & Holdco	Hedet	EREC	Metoro	Bangweulu Power Company	Mutkalampi
<i>En millions d'euros</i>								
Actifs courants	5,6	4,3	3,8	8,8	7,1	9,1	6,2	15,5
Actifs non courants	115,2	109,0	118,2	93,8	50,8	1,4	38,5	82,0
Passifs courants	10,1	8,9	9,7	41,4	13,7	10,7	12,9	88,5
Passifs non courants	133,0	121,9	132,9	67,3	44,5	2,2	34,0	6,9
Actif net	(22,2)	(17,5)	(20,7)	(6,2)	(0,3)	(2,4)	(2,2)	2,2

La variation de l'actif net des participations ne conférant pas le contrôle provient essentiellement de distributions de dividendes.

L'actif net des participations ne conférant pas le contrôle au 31 décembre 2019 s'analysent comme suit :

	HWF 1 & Holdco	HWF 2 & Holdco	HWF 3 & Holdco	Hedet	EREC	Metoro	Bangweulu Power Company
<i>En millions d'euros</i>							
Actifs courants	4,4	3,4	13,2	7,2	17,6	11,7	14,4
Actifs non courants	122,7	115,7	127,4	81,3	51,6	0,7	44,8
Passifs courants	13,6	10,3	13,8	35,5	18,6	12,0	23,2
Passifs non courants	107,4	114,6	134,0	58,8	50,2	2,3	38,1
Actif net	6,1	(5,7)	(7,2)	(5,8)	0,5	(1,9)	(2,2)

Agrégats du compte de résultat

Le résultat global des participations ne conférant pas le contrôle sur l'exercice 2020 s'analysent comme suit :

	HWF 1 & Holdco	HWF 2 & Holdco	HWF 3 & Holdco	Hedet	EREC	Metoro	Bangweulu Power Company	Mutkalampi
<i>En millions d'euros</i>								
Chiffre d'affaires	19,6	15,9	16,5	6,6	6,0	-	4,9	-
Résultat net	(0,6)	0,3	(1,0)	0,4	(0,8)	(0,4)	1,1	(0,5)
- dont part du groupe	(0,4)	0,2	(0,8)	0,3	(0,4)	(0,3)	0,6	(0,4)
- dont participations ne donnant pas le contrôle	(0,2)	0,1	(0,2)	0,1	(0,4)	(0,1)	0,4	(0,1)
Résultat global	(1,7)	(0,2)	(1,2)	(0,1)	(0,4)	(0,1)	(0,0)	(0,1)

Le résultat global des participations ne conférant pas le contrôle sur l'exercice 2019 s'analysent comme suit :

	HWF 1 & Holdco	HWF 2 & Holdco	HWF 3 & Holdco	Hedet	EREC	Metoro	Bangweulu Power Company	Mutkalampi
<i>En millions d'euros</i>								
Chiffre d'affaires	20,9	16,5	26,1	1,1	3,3	-	3,9	-
Résultat net	2,8	1,8	7,8	(3,9)	1,4	(2,5)	(0,2)	(0,1)
- dont part du groupe	1,9	1,5	6,2	(3,1)	0,7	(1,9)	(0,1)	(0,1)
- dont participations ne donnant pas le contrôle	0,8	0,4	1,6	(0,8)	0,7	(0,6)	(0,1)	(0,0)
Résultat global	(0,2)	(0,5)	0,7	(1,1)	0,7	(0,6)	(0,5)	(0,0)

Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie des participations ne conférant pas le contrôle sur l'exercice 2020 s'analysent comme suit :

Exercice 2020 (En millions d'euros)	HWF 1 & Holdco	HWF 2 & Holdco	HWF 3 & Holdco	Hedet	EREC	Metoro	Bangweulu Power Company	Mutkalampi
Flux net de trésorerie généré par les activités opérationnelles	13,0	11,2	12,6	6,5	6,2	(4,1)	10,0	36,0
Flux net de trésorerie généré par les activités d'investissement	6,6	6,1	8,4	(10,8)	(10,0)	(1,4)	(10,3)	(36,1)
Flux net de trésorerie généré par les activités de financement	(19,4)	(16,9)	(30,6)	5,4	(4,3)	3,7	(3,0)	0,2
Variation nette de la trésorerie y compris actifs non courants ou groupe d'actifs destinés à être cédés	0,7	0,3	(0,1)	-	(0,5)	(0,6)	(0,5)	-
Variation nette de la trésorerie des activités poursuivies	1,0	0,8	(9,6)	1,1	(8,6)	(2,4)	(3,7)	0,1
Trésorerie nette à l'ouverture	1,4	1,1	10,5	5,3	12,7	8,4	8,4	0,1
Trésorerie nette à la clôture	2,4	1,8	0,9	6,4	4,1	6,0	4,7	0,2
Dividendes payés aux minoritaires	(7,2)	(1,9)	(1,7)	-	-	-	-	-

Le tableau des flux de trésorerie des participations ne conférant pas le contrôle sur l'exercice 2019 s'analysent comme suit :

Exercice 2019 (En millions d'euros)	HWF 1 & Holdco	HWF 2 & Holdco	HWF 3 & Holdco	Hedet	EREC	Metoro	Bangweulu Power Company	Mutkalampi
Flux net de trésorerie généré par les activités opérationnelles	15,8	13,2	24,1	13,1	1,3	3,7	0,8	8,3
Flux net de trésorerie généré par les activités d'investissement	0,2	0,8	0,4	(49,3)	(29,2)	(2,3)	(21,3)	(8,2)
Flux net de trésorerie généré par les activités de financement	(17,1)	(18,4)	(25,8)	40,7	29,8	7,1	(2,6)	0,0
Variation nette de la trésorerie y compris actifs non courants ou groupe d'actifs destinés à être cédés	0,1	0,1	0,4	-	0,2	(0,1)	0,7	(0,0)
Variation nette de la trésorerie des activités poursuivies	(1,0)	(4,3)	(0,9)	4,6	2,1	8,4	(22,5)	0,1
Trésorerie nette à l'ouverture	2,4	5,4	11,5	0,7	10,6	0,0	30,9	-
Trésorerie nette à la clôture	1,4	1,1	10,5	5,3	12,7	8,4	8,4	0,1
Dividendes payés aux minoritaires	(0,4)	(0,6)	(3,0)	-	-	-	-	-

Instruments dilutifs

Principes comptables

Le résultat de base par action et le résultat dilué par action sont calculés conformément à la norme 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. Les options d'achat et les actions gratuites ont un effet dilutif dès lors que leur prix d'exercice est inférieur au prix du marché.

(En nombre d'actions)		31.12.2020	31.12.2019	31.12.2019	31.12.2018
Avant prise en compte des instruments dilutifs					
	nombre d'actions	85 550 712	85 088 748	85 088 748	84 957 498
	nombre d'actions auto-détenues	10 639	198 948	198 948	150 658
	nombre d'actions hors auto-détenues	85 540 073	84 889 800	84 889 800	84 806 840
Nombre moyen d'actions sur la période avant dilution ⁽¹⁾		85 214 937		84 848 320	
Instruments dilutifs	Actions Gratuites	537 000	898 144	898 144	786 698
	Stocks Options	138 166	387 500	387 500	528 750
	OCEANE 2019	6 629 101	6 629 101	6 629 101	-
	OCEANE 2020	3 679 653	-	-	-
	TOTAL	10 983 920	7 914 745	7 914 745	1 315 448
Après prise en compte des instruments dilutifs					
	nombre d'actions	96 534 632	93 003 493	93 003 493	86 272 946
	nombre d'actions auto-détenues	10 639	198 948	198 948	150 658
	nombre d'actions hors auto-détenues	96 523 993	92 804 545	92 804 545	86 122 288
Nombre moyen d'actions sur la période après dilution ⁽¹⁾		94 664 269		89 463 417	

(1) Nombre moyen d'actions sur la période hors actions auto-détenues.

NOTE 18. PROVISIONS

Principes comptables

Provisions

Des provisions sont constituées, lorsqu'à la date de clôture, le Groupe a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentative d'avantages économiques dont le montant peut être estimé de manière fiable.

Le montant comptabilisé en provisions est évalué 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 actuelle à la date de clôture. Lorsque l'effet de la valeur temps est significatif, le montant de la provision comptabilisée correspond à la valeur actualisée des dépenses attendues jugées nécessaires pour éteindre l'obligation correspondante. L'augmentation des provisions enregistrée pour refléter l'écoulement du temps et relative à l'actualisation est comptabilisée en charges financières.

Litiges et passifs éventuels

Le Groupe exerce son jugement au cas par cas dans l'évaluation des risques encourus et constitue une provision dès lors qu'il s'attend à une sortie probable de ressource. Dans le cas où aucune estimation fiable ne peut être faite, car jugée sans fondement ou trop peu étayée, il existe une obligation potentielle ou actuelle qui ne peut pas être comptabilisée (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.

Provisions courantes et non courantes

Les principaux mouvements ayant affecté les provisions au cours de l'année 2020 se présentent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Provisions non courantes	Provisions courantes
Total Provisions courantes et non courantes - début de période	13,8	-
Dotations	0,0	0,4
Actualisation	0,5	-
Effet des variations de périmètre	1,5	-
Reclassement et autres	41,6	0,0
Total Provisions courantes et non courantes - fin de période	57,4	0,5

Les provisions pour démantèlement constatées au titre des actifs de production en exploitation s'élèvent à 57,0 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 13,5 millions d'euros au 31 décembre 2019.

La hausse s'explique principalement d'une part par la modification des modalités d'estimation qui ont été revues pour refléter les coûts futurs de démantèlement selon les modalités de la norme IAS 37, « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels » (se référer aux notes 2.5 et 2.6) dont l'incidence s'élève à 27,6 millions d'euros au 31 décembre 2020. D'autre part, par la constatation de nouvelles provisions pour démantèlement pour 14,2 millions d'euros.

NOTE 19. FINANCEMENT ET INSTRUMENTS FINANCIERS

NOTE 19.1. RESULTAT FINANCIER

Le détail du résultat financier est le suivant :

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2020	Exercice 2019
Charges d'intérêts sur emprunt	(76,4)	(64,5)
Charges financières sur instruments dérivés	(20,1)	(10,4)
Charges d'intérêts sur droits d'utilisation	(5,2)	(4,0)
Coût de l'endettement financier	(101,8)	(79,0)
Produits et charges d'intérêts sur prêts d'actionnaires	(0,8)	(0,2)
Gains et pertes de change	(9,4)	0,3
Autres produits et charges financiers	(5,7)	(8,1)
Total autres produits et charges financiers	(15,9)	(8,0)
Résultat financier	(117,7)	(87,0)

La hausse du coût de l'endettement financier s'explique d'une part par l'augmentation du nombre de centrales sous financement et d'autre part par l'effet de la mise en place de financements *corporate* (essentiellement liée à l'émission d'OCEANE en octobre 2019 et d'OCEANE Verte en juin 2020).

Les charges financières sur instruments dérivés correspondent au recyclage en résultat de la juste valeur des instruments financiers dérivés considérés comme efficaces, comptabilisée en autres éléments du résultat global.

Les gains et pertes de change proviennent des écarts de conversion constatés sur les actifs et passifs courants et les passifs non courants libellés en devises étrangères. Au cours de l'exercice 2020, le projet Altiplano 200 en Argentine a constaté une perte de change de 8,5 millions d'euros qui correspond essentiellement à la dévaluation de crédits de TVA en attente de remboursement libellés en pesos argentins.

Les autres produits et charges financiers ont été principalement affectés par les éléments suivants au cours de l'exercice 2020 :

- le refinancement des centrales australiennes Hornsdale 1, 2 et 3 a entraîné la constatation immédiate en charges financières des anciens *upfront fees* pour (4,7) millions d'euros et (0,2) million d'euros de pénalités ;
- Neoen S.A. a souscrit à un crédit syndiqué dont les commissions de non-utilisation s'élèvent à (1,3) million d'euros.

En 2019, les autres produits et charges financiers étaient principalement constitués de :

- l'impact du refinancement des projets solaires australiens Parkes, Griffith et Dubbo, qui a conduit, conformément aux principes d'IFRS 9, à la constatation d'un gain de renégociation de 5,9 millions d'euros ;
- l'effet du refinancement d'un portefeuille de projets français en exploitation, ayant un caractère substantiel au sens des normes IFRS, qui a généré une charge de (5,6) millions d'euros correspondant à des indemnités et frais de remboursements anticipés supportés au titre de l'extinction des dettes historiques ;
- des effets de désactualisation associés notamment à une révision du calendrier de paiement de certaines dépenses d'investissement, qui bénéficiaient contractuellement d'un différé de remboursement accordé par un co-contractant, susceptible de s'étaler sur plusieurs années, et qui, compte tenu des performances opérationnelles enregistrées en 2019, ont vu, conformément aux dispositions du contrat, leurs perspectives de remboursement s'accélérer de manière très sensible, générant une charge de désactualisation de (6,6) millions d'euros

NOTE 19.2. DETTE NETTE

Principes comptables

Passifs financiers

Les passifs financiers comprennent les dettes financières et les instruments financiers 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. À 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.

Instruments financiers dérivés

L'objectif de la direction financière du Groupe Neoen est de couvrir le risque de variabilité de la future charge d'intérêts résultant du financement des investissements du Groupe.

Pour couvrir son exposition aux risques de taux, le Groupe utilise des produits dérivés sous forme principalement de swaps de taux et d'options de taux (CAP). La plupart des dérivés de taux utilisés par Neoen sont qualifiés d'instruments de couverture de flux de trésorerie (*Cash-Flow Hedge*). La comptabilité de couverture est applicable si les conditions prévues par la norme IFRS 9 sont remplies :

- la relation de couverture doit être clairement désignée et documentée à la date de la mise en place de l'instrument de couverture ;
- le lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture doit être documenté, ainsi que les potentielles sources d'inefficacité ;
- l'inefficacité rétrospective doit être mesurée à chaque arrêté.

La couverture de flux de trésorerie permet de couvrir les variations de valeur des flux futurs hautement probables des intérêts provenant du besoin de financement du Groupe.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées en autres éléments du résultat global en capitaux propres (réserve de couverture de flux de trésorerie) pour la « partie efficace » de la couverture et en résultat de la période pour la « partie inefficace ».

Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont rapportés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert, à savoir le résultat financier au moment où le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Lorsque l'instrument dérivé est résilié ou que l'inefficacité de la relation de couverture conduit à sa déqualification, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en autres éléments du résultat global (réserve de couverture de flux de trésorerie) et reconnus de manière symétrique aux flux couverts. Dans le cas où le flux futur n'est plus attendu, les gains et pertes antérieurement comptabilisés en capitaux propres sont alors rapportés au compte de résultat.

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

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.

Le total de la dette nette s'analyse comme suit :

	31.12.2020	31.12.2019
<i>En millions d'euros</i>		
Financements seniors des projets	1 948,7	1 757,9
Financements obligataires des projets	154,4	199,5
Dettes locatives	167,9	136,7
Financements corporate	339,4	194,6
Investisseurs minoritaires et autres	29,2	30,4
Instruments dérivés passifs - effets des couvertures	109,8	95,4
Total dettes financières	2 749,4	2 414,6
Investisseurs minoritaires et autres	(29,2)	(30,4)
Total dettes financières ajustées	2 720,2	2 384,1
Placements à court terme	(0,7)	(11,6)
Disponibilités	(374,2)	(448,9)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(374,9)	(460,5)
Dépôts de garantie	(76,6)	(111,0)
Instruments dérivés actifs - effets des couvertures	(2,2)	(2,0)
Total autres actifs	(78,8)	(113,0)
Total dette nette	2 266,5	1 810,6

La dette nette a augmenté de 456,0 millions d'euros au cours de l'exercice 2020. Ceci s'explique principalement par la mise en place de nouveaux financements de projets, sans recours sur la société mère, de l'émission de l'OCEANE Verte, et de la diminution des disponibilités associée aux investissements réalisés dans les actifs en construction du Groupe (se référer aux notes 1.2 et 17).

Analyse par nature

	Non courantes	Courantes	31.12.2020	Non courantes	Courantes	31.12.2019
<i>En millions d'euros</i>						
Financements seniors des projets	1 696,7	252,0	1 948,7	1 648,4	109,5	1 757,9
Financements obligataires des projets	140,4	14,0	154,4	173,0	26,6	199,5
Dettes locatives	160,8	7,1	167,9	130,5	6,2	136,7
Financements corporate	325,4	14,0	339,4	190,6	4,0	194,6
Investisseurs minoritaires et autres	29,2	-	29,2	28,0	2,5	30,4
Instruments dérivés - effets des couvertures	90,2	19,6	109,8	83,8	11,6	95,4
Total Dettes financières	2 442,8	306,6	2 749,4	2 254,2	160,4	2 414,6

Financements seniors des projets

Au cours de l'exercice 2020, les financements seniors de projets ont variés de + 190,8 millions d'euros, ceci s'explique par :

- de nouveaux emprunts émis dans le cadre du financement des projets du Groupe à hauteur de **289,6** millions d'euros, couvrant principalement les centrales : El Llano (75,2 millions d'euros) au Mexique, Capella (28,9 millions d'euros) au Salvador, Hornsdale Power Reserve (28,9 millions d'euros) en Australie, Altiplano 200 (12,2 millions d'euros) en Argentine, Hedet (11,3 millions d'euros) en Finlande, ainsi que plusieurs centrales éoliennes (94,8 millions d'euros) et plusieurs centrales solaires (35,0 millions d'euros) en France ;
- les remboursements d'emprunts réalisés sur l'exercice 2020 pour **(143,4)** millions d'euros ;

- le refinancement des projets Hornsdale 1, 2 et 3 en Australie pour un montant net de frais de **361,1** millions d'euros (ayant donné lieu à **(295,0)** millions d'euros de remboursement au titre des dettes de financement de projets précédentes) ;
- l'incidence des effets de changes pour **(34,8)** millions d'euros ;
- la variation du coût amorti des emprunts pour **8,5** millions d'euros et des intérêts courus pour **4,9** millions d'euros.

Au 31 décembre 2020, il n'est constaté aucune indication que les différentes sociétés financées par des dettes projet et mezzanines ne respectent pas leurs covenants de ratios financiers de *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR) minimum, ou de fonds propres minimum²⁶.

Financements obligataires des projets

Les financements obligataires comprennent essentiellement des dettes juniors sur des projets. Le recul constaté au cours de l'exercice 2020 correspond au remboursement effectué dans le cadre du refinancement des centrales Hornsdale 1, 2 et 3 (pour (23,5) millions d'euros), ainsi qu'au paiement de l'échéance contractuelle de la dette mezzanine portée par Neoen Production 2 (pour (22,1) millions d'euros).

Financements corporate

Au 31 décembre 2019, les financements corporate correspondaient principalement aux OCEANE émises en 2019 pour un montant d'environ 200 millions d'euros. S'agissant d'un instrument composé au sens des normes IFRS, 180,5 millions d'euros (179 millions d'euros nets de frais) avaient été reconnus au titre de la composante dette et 19,5 millions d'euros (19,4 millions d'euros nets de frais) avaient été enregistrés au titre de la composante capitaux propres.

La hausse du poste sur l'exercice s'explique par l'émission d'OCEANE Verte pour un montant de 170 millions d'euros. S'agissant d'un instrument composé au sens de la norme IAS 32 « instruments financiers : présentation », 144,8 millions d'euros (142,8 millions d'euros nets de frais) ont été reconnus au titre de la composante dette et 25,2 millions d'euros (24,9 millions d'euros nets de frais) enregistrés au titre de la composante *equity* (se référer aux notes 1.2 et 14).

Dettes locatives

Chaque dette locative est initialement évaluée à la valeur actuelle des paiements de location qui ne sont pas réglés à la date d'entrée en vigueur, actualisée au taux marginal d'emprunt du preneur. Elle est ensuite remboursée et désactualisée suivant le rythme des paiements des loyers. Le nombre de baux rentrant dans le champ d'application de la norme IFRS 16 « contrats de location » s'élève à 646 à fin décembre 2020 contre 473 à fin décembre 2019.

Investissements minoritaires et autres

Ce poste est essentiellement constitué des apports en compte-courant des co-actionnaires pour le financement des projets des entités codétenues. Les variations de l'exercice 2020 concernent les centrales d'Hedet, et de Mutkalampi en Finlande, et de Paradise Park en Jamaïque.

Instruments financiers dérivés

La hausse des instruments financiers dérivés passifs résulte principalement d'une variation de juste valeur négative, impactant favorablement ce contributeur aux dettes financières à hauteur de + 47,7 millions d'euros (conséquence de l'impact conjoint des nouveaux instruments contractés sur la période et de la baisse sensible des taux d'intérêts observée dans la plupart des zones géographiques où opère le Groupe) et de l'impact du refinancement des centrales Hornsdale 1, 2 et 3 à hauteur de (31,7) millions d'euros correspondant à la variation de juste valeur associée au dénouement des swaps historiques.

²⁶ La dette relative au projet El Llano a été reclassée en dette financière courante du fait de certaines non-conformités documentaires au sens des contrats de financement de cette centrale (se reporter au paragraphe 1.3.1 « faits marquants de la période » du présent Amendement).

Ventilation des dettes financières par devise (hors dette locative et investissements minoritaires)

	EUR	USD	AUD	Autres ⁽¹⁾	31.12.2020
<i>(contre-valeur en millions d'euros au cours de clôture)</i>					
Financements seniors des projets	741,6	458,6	741,5	7,0	1 948,7
Financements obligataires des projets	154,4	-	-	-	154,4
Financements corporate	339,4	-	-	-	339,4
Instruments dérivés - effets des couvertures	32,1	20,5	57,2	-	109,8
Total Dettes financières	1 267,5	479,1	798,8	7,0	2 552,3

	EUR	USD	AUD	Autres ⁽¹⁾	31.12.2019
<i>(contre-valeur en millions d'euros au cours de clôture)</i>					
Financements seniors des projets	669,0	397,6	676,1	15,2	1 757,9
Financements obligataires des projets	72,4	22,3	104,9	-	199,5
Financements corporate	194,6	-	-	-	194,6
Instruments dérivés - effets des couvertures	19,7	12,8	62,9	-	95,4
Total Dettes financières	955,7	432,6	843,9	15,2	2 247,5

(1) Les dettes libellées dans d'autres devises correspondent à un financement de TVA en attente de remboursement, libellé en pesos mexicains, et relatif au projet El Llano au Mexique.

Ventilation des dettes financières par typologie de taux

	31.12.2020	31.12.2019
<i>En millions d'euros</i>		
Dettes à taux fixes	1 030,1	856,2
Dettes à taux variables	1 609,5	1 463,0
Effet des couvertures	109,8	95,4
Total des dettes financières après effet des couvertures	2 749,4	2 414,6

Les financements de projets souscrits généralement à taux variable et les flux d'intérêts variables font l'objet d'une couverture qui représente en général 75 % ou plus du montant financé à taux variable.

Ventilation du total des dettes financières par échéance

En millions d'euros	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total dettes financières
Financements seniors des projets	252,0	348,4	1 348,3	1 948,7
Financements obligataires des projets	14,0	44,2	96,2	154,4
Dettes locatives	7,1	8,7	152,1	167,9
Financements corporate	14,0	188,7	136,7	339,4
Investisseurs minoritaires et Autres	-	-	29,2	29,2
Instruments dérivés - effets des couvertures	19,6	52,8	37,5	109,8
Total dettes financières - en fin de période	306,6	642,8	1 800,1	2 749,4

En millions d'euros	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total dettes financières
Financements seniors des projets	109,5	306,3	1 342,1	1 757,9
Financements obligataires des projets	26,6	53,8	119,2	199,5
Dettes locatives	6,2	6,5	124,0	136,7
Financements corporate	4,0	7,5	183,0	194,6
Investisseurs minoritaires et Autres	2,5	0,4	27,5	30,4
Instruments dérivés - effets des couvertures	11,6	39,1	44,7	95,4
Total dettes financières - en début de période	160,4	413,6	1 840,6	2 414,6

Ventilation par flux des dettes financières

En millions d'euros	31.12.2019	Flux de trésorerie	Variations sans effet de trésorerie					31.12.2020
			Effet de change	Variation de périmètre	Variation de juste valeur et coût amorti	Intérêts courus	Autres variations ⁽¹⁾	
Financements seniors des projets	1 757,9	212,3	(34,8)	-	8,5	4,9	(0,0)	1 948,7
Financements obligataires des projets	199,5	(45,4)	(0,8)	-	1,2	(0,2)	0,0	154,4
Dettes locatives	136,7	(5,9)	(0,8)	2,1	-	3,9	32,0	167,9
Financements corporate	194,6	137,4	-	-	0,9	0,3	6,2	339,4
Investisseurs minoritaires et autres	30,4	(0,2)	(1,1)	(0,0)	-	-	0,0	29,2
Instruments dérivés - effets des couvertures	95,4	(31,7)	(1,6)	-	47,7	-	-	109,8
Total Dettes financières	2 414,6	266,5	(39,1)	2,1	58,3	8,9	38,2	2 749,4

En millions d'euros	31.12.2018	Flux de trésorerie	Variations sans effet de trésorerie					31.12.2019
			Effet de change	Variation de périmètre	Variation de juste valeur et coût amorti	Intérêts courus	Autres variations ⁽¹⁾	
Financements seniors des projets	1 229,3	542,5	10,4	(25,6)	(2,4)	3,8	(0,0)	1 757,9
Financements obligataires des projets	262,8	(65,7)	0,4	-	2,8	(0,7)	0,0	199,5
Dettes locatives	96,9	(4,2)	0,5	6,0	-	2,7	34,7	136,7
Financements corporate	16,1	177,7	-	-	-	0,8	-	194,6
Investisseurs minoritaires et autres	45,4	(0,7)	0,2	(14,5)	-	-	(0,0)	30,4
Instruments dérivés - effets des couvertures	40,3	(10,5)	0,6	0,7	64,3	-	(0,0)	95,4
Total Dettes financières	1 690,8	639,1	12,1	(33,3)	64,7	6,6	34,7	2 414,6

(1) Les autres variations des dettes locatives correspondent à des variations non-cash liées aux nouveaux contrats de location en application de la norme IFRS 16 « Contrats de location ».

NOTE 19.3. INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES

Principes comptables

Afin de se couvrir contre la variation des taux d'intérêt associée aux financements des investissements du Groupe, Neoen a recours principalement à des swaps de taux (se référer à la note 21.1).

Au 31 décembre 2020, la comptabilité de couverture de flux de trésorerie est appliquée pour ces instruments financiers dérivés, en application de la norme IFRS 9 « Instruments financiers ». Les effets relatifs à ces swaps de taux sont reconnus en résultat de manière symétrique aux flux d'intérêts hautement probables couverts provenant des financements du Groupe.

Au cours de l'exercice 2020, un montant de (47,7) millions d'euros a été reconnu en autres éléments du résultat global au titre de la variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie et +7,7 millions d'euros ont été recyclés par résultat.

Au cours de l'exercice 2019, un montant de (68,6) millions d'euros a été reconnu en autres éléments du résultat global au titre de la variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie et +2,1 millions d'euros ont été recyclés par résultat.

NOTE 19.4. JUSTE VALEUR DES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Principes comptables

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 norme IFRS 13 « évaluation de la juste valeur » distingue 3 niveaux de juste valeur :

- 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.

Pour les instruments financiers dérivés, se reporter aux notes 19.2 et 19.3.

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.

En millions d'euros

31.12.2020	Niveau	Valeur comptable	Juste valeur	Coût amorti	Juste valeur par résultat	Juste valeur par résultat non recyclable	Dettes au coût amorti	Dérivés documentés en Cash Flow Hedge
Instruments financiers dérivés	2	2,2	2,2		2,2			
Clients et comptes rattachés	2	73,2	73,2	73,2				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	374,9	374,9		374,9			
Total actifs financiers		450,3	450,3	73,2	377,1	-	-	-
Dettes financières non courantes	2	2 352,6	2 419,6				2 352,6	
Autres passifs non courants	2	22,3	22,3				22,3	
Instruments financiers dérivés	2	109,8	109,8					109,8
Dettes financières courantes	2	287,0	287,0				287,0	
Fournisseurs et comptes rattachés	2	173,9	173,9				173,9	
Total passifs financiers		2 945,6	3 012,7	-	-	-	2 835,8	109,8

En millions d'euros

31.12.2019	Niveau	Valeur comptable	Juste valeur	Coût amorti	Juste valeur par résultat	Juste valeur par résultat non recyclable	Dettes au coût amorti	Dérivés documentés en Cash Flow Hedge
Instruments financiers dérivés	2	2,0	2,0		2,0			
Clients et comptes rattachés	-	52,2	52,2	52,2				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	460,5	460,5		460,5			
Total actifs financiers		514,7	514,7	52,2	462,5	-	-	-
Dettes financières non courantes	3	2 170,4	2 186,6				2 170,4	
Autres passifs non courants	3	34,1	34,1				34,1	
Instruments financiers dérivés	2	95,4	95,4					95,4
Dettes financières courantes	3	148,8	148,8				148,8	
Fournisseurs et comptes rattachés	-	126,3	126,3				126,3	
Total passifs financiers		2 575,0	2 591,2	-	-	-	2 479,5	95,4

NOTE 20. AUTRES PASSIFS COURANTS

NOTE 20.1. DETTES FISCALES ET SOCIALES

Les dettes fiscales et sociales se répartissent de la façon suivante :

	31.12.2020	31.12.2019
<i>En millions d'euros</i>		
Dettes fiscales	27,4	28,2
Dettes sociales	10,1	7,3
Total dettes fiscales et sociales	37,4	35,5

NOTE 20.2. AUTRES PASSIFS COURANTS

Les autres passifs courants se décomposent de la façon suivante :

	31.12.2020	31.12.2019
<i>En millions d'euros</i>		
Produits constatés d'avance	18,6	21,3
Autres créditeurs	22,7	10,0
Total autres passifs courants	41,3	31,3

Les produits constatés d'avance se composent essentiellement de subventions d'exploitation qui sont transférées au compte de résultat de façon linéaire selon la durée de vie de l'actif sous-jacent.

La variation de +12,7 millions d'euros des autres créditeurs provient pour +11,9 millions d'euros du reclassement, au cours de l'exercice, d'autres passifs non courants relatifs à l'acquisition en 2019 du projet Mutkalampi, en dettes à moins d'un an, compte tenu de leur calendrier de décaissement.

NOTE 21. GESTION DES RISQUES

NOTE 21.1. RISQUES DE TAUX

Le Groupe est exposé aux risques de marché du fait de ses activités d'investissements. Cette exposition est principalement liée aux fluctuations des taux d'intérêts variables relatifs aux financements de ses projets.

Ainsi, l'objectif de gestion du risque de taux du Groupe est de sécuriser et préserver l'équilibre économique des projets en limitant la variabilité future de la charge financière associée à leurs financements. Ceci repose sur la mise en place d'instruments financiers de couverture.

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 couvrir son financement à taux variables, avec pour cible de couvrir à taux fixe un minimum de 75 % du besoin de financement à taux variable des projets. A ce titre, le Groupe a contracté des swaps de taux et des caps qui sont qualifiés de couverture de flux de trésorerie.

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 2020 En millions d'euros	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	(128,1)	(306,0)	(434,1)	(54,4)	60,4	-
Swaps de taux - Eolien	(159,1)	(425,4)	(584,5)	(54,2)	81,5	-
Swaps de taux - Holding	-	-	-	(0,5)	0,5	-
Caps de taux	(67,9)	(88,8)	(156,7)	1,0	4,2	-
Total	(355,2)	(820,2)	(1 175,3)	(108,0)	146,6	-

Une hausse de 1 % des taux d'intérêts entraînerait, compte tenu des instruments de couverture de taux en vigueur, une augmentation annuelle du coût de l'endettement financier du Groupe de 2,1 millions d'euros. Du fait de l'existence de *floors*, une diminution de 1 % des taux d'intérêts ne générerait pas d'économie particulière sur le coût annuel de l'endettement financier du Groupe.

NOTE 21.2. RISQUES DE CHANGE

Les risques de change portent sur les transactions opérationnelles en devises étrangères (dollar américain et dollar australien principalement) 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 chacun de ses actifs dans la devise fonctionnelle de celui-ci.

NOTE 21.3. RISQUES DE CONTREPARTIE

Compte tenu de la pluralité des fournisseurs et sous-traitants disponibles sur les marchés sur lesquels intervient le Groupe, celui-ci considère que l'insolvabilité de l'un d'entre-deux ou d'une faible part ne pourrait avoir de conséquences significatives sur la poursuite de l'activité.

Dans la mesure où les contrats de vente d'électricité ou contrats pour différence sont conclus avec des contreparties étatiques (Etats ou entreprises contrôlées par un Etat), des entreprises de distribution d'électricité et avec un nombre limité d'acheteurs privés, le Groupe considère que le risque de contrepartie lié aux créances clients est à ce jour non significatif.

Le Groupe place ses disponibilités et quasi-disponibilités auprès d'institutions financières de premier rang.

Le Groupe souscrit des dérivés de taux de gré à gré avec des banques de premier rang dans le cadre de conventions qui prévoient de compenser les montants dus et à recevoir en cas de défaillance de l'une des parties contractantes. Ces accords de compensation conditionnels ne respectent pas les critères de la norme IAS 32 « instruments financiers : présentation » pour permettre la compensation des instruments dérivés actifs et passifs au bilan.

NOTE 21.4. RISQUES DE LIQUIDITE

Le risque de liquidité correspond à l'incapacité que pourrait avoir le Groupe à faire face à ses engagements financiers immédiats ou à court terme.

Pour prévenir ce risque, le Groupe procède plusieurs fois par an à une analyse de ses besoins en liquidité sur un horizon de 12 mois glissants.

En date d'arrêté des comptes et compte tenu de ses obligations actuelles et des investissements prévus dans le cadre de l'exécution par la Société de son plan d'investissement au cours des douze prochains mois, celle-ci ne dispose pas des ressources financières suffisantes sur la période considérée.

Le montant net supplémentaire de trésorerie nécessaire à la poursuite des activités de la Société au cours des douze prochains mois est estimé à environ 300 millions d'euros.

Une augmentation de capital constitue ainsi la solution privilégiée par la Société pour financer la poursuite de ses activités nécessaires à son développement sur la période considérée.

Cependant, dans le cas où la Société retarderait certains projets prévus dans le cadre de l'exécution de son plan d'investissement, l'insuffisance de trésorerie n'interviendrait plus au cours des douze prochains mois.

La trésorerie détenue par les sociétés holdings et de développement s'élève au 31 décembre 2020 à 118,0 millions d'euros, contre 256,9 millions d'euros pour les sociétés projets (actifs en opération et en construction).

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2020	31.12.2019
Trésorerie et équivalents de trésorerie	374,9	460,5
Lignes de crédit corporate disponibles	238,0	130,0
Total	612,9	590,5

Lignes de crédit corporate disponibles

Le Groupe possède des lignes de crédit court terme, d'un montant de 238 millions d'euros, dont 200 millions d'euros de crédit syndiqué, composé d'un prêt corporate de 125 millions d'euros non mobilisé à date et d'une ligne de crédit revolving de 75 millions d'euros elle aussi non mobilisée, pour assurer notamment les besoins en fonds de roulement de la société mère.

Lignes de crédit accordées aux projets

Au 31 décembre 2020, le Groupe bénéficiait d'engagements reçus au titre de ses financements de projet et d'exploitation pour un montant de 374,9 millions d'euros non utilisés à cette date.

NOTE 21.5. RISQUES LIES AUX EVOLUTIONS REGLEMENTAIRES

Le Groupe vend de l'électricité dans le cadre de contrats de long-terme faisant l'objet d'engagements fermes de la part de ses contreparties, dont de nombreux Etats. Il est arrivé, dans des pays dans lesquels il n'opère pas à ce jour (Espagne en particulier), que des Etats remettent en cause rétroactivement certains tarifs de rachat particulièrement bonifiés. Toute remise en cause de cette tarification serait susceptible d'impacter significativement les états financiers du Groupe.

La stratégie multi-filière et multi-pays du Groupe a pour effet de limiter ce risque en réduisant son exposition à une technologie ou à un pays particulier. Le prix particulièrement compétitif de l'électricité produite par Neoen dans la grande majorité de ses contrats constitue également une couverture naturelle contre ce risque.

NOTE 22. ENGAGEMENTS HORS BILAN

NOTE 22.1. ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2020	31.12.2019
Garanties accordées à des fournisseurs	243,6	111,1
Maintenance	844,0	650,4
Autres engagements	198,5	242,0
Engagements donnés liés aux activités opérationnelles	1 286,1	1 003,5
Actifs donnés en garantie	3 080,7	2 786,3
Engagements donnés liés aux activités de financement	3 080,7	2 786,3
Total des engagements hors bilan donnés	4 366,7	3 789,8

- **Garanties accordées à des fournisseurs**

Dans le cadre de la construction de ses actifs de production, le Groupe peut être amené à octroyer temporairement des garanties à ses fournisseurs.

- **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 des garanties de soumission à des appels d'offres, des garanties de performance ou encore de démantèlement.

- **Actifs donnés en garantie**

Les dettes contractées par le Groupe, dans le cadre de financements de projets, sont assorties dans la plupart des cas de nantissements 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.

NOTE 22.2. ENGAGEMENTS HORS BILAN REÇUS

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2020	31.12.2019
Engagements d'achat d'énergie	6 201,2	5 999,6
Autres engagements reçus	1 366,3	1 099,0
Engagements reçus liés aux activités opérationnelles	7 567,5	7 098,6
Lignes de crédits accordées aux projets	374,9	264,5
Lignes de crédits corporate accordées	238,0	130,0
Engagements reçus liés aux activités de financement	612,9	394,5
Total des engagements hors bilan reçus	8 180,4	7 493,1

- **Engagements reçus d'achat d'énergie**

Dans la majorité des cas, lorsqu'une unité de production d'électricité est construite, la société porteuse de projet et appelée à l'exploiter conclut un contrat à long terme de fourniture d'énergie. Le Groupe bénéficie d'engagements d'achat en général pour des périodes allant de 10 à 20 ans. Pour chaque actif sous-jacent, l'engagement a été évalué sur la base des volumes de production estimés par le Groupe sur la durée du contrat d'achat et des prix de vente non inflatés.

- **Autres engagements reçus**

Ceux-ci comprennent principalement les garanties reçues de la part des constructeurs pour la bonne exécution de la construction des centrales ainsi que des fournisseurs au titre de la maintenance.

NOTE 23. TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIEES

Des transactions ont été réalisées avec : la société Impala 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 prêts octroyés. Les dettes envers les parties liées correspondent à des financements.

Les comptes consolidés de Neoen sont intégrés par intégration globale dans les comptes consolidés de la société Impala qui détient 49,84 % 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 2020 et au 31 décembre 2019 :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2020	31.12.2019
Charges	0,6	0,8
Dettes ⁽¹⁾	10,5	13,9
Garanties ⁽²⁾		-

(1) Les dettes avec les parties liées correspondent à un emprunt contracté auprès de BPI France.

(2) Les garanties ou contre garanties reçues de l'actionnaire de référence Impala ont toutes été levées au 31 décembre 2019.

NOTE 24. HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

<i>En millions euros</i>	Deloitte / Constantin	RSM	Autres réseaux	Exercice 2020
Neoen SA				
Audit Légal	0,1	0,0	-	0,1
SACC	0,0	0,0	-	0,0
Filiales				
Audit Légal	0,6	0,0	0,2	0,8
Total	0,7	0,1	0,2	1,0

<i>En millions euros</i>	Deloitte / Constantin	RSM	Autres réseaux	Exercice 2019
Neoen SA				
Audit Légal	0,1	0,0	-	0,1
SACC	0,0	0,0	-	0,0
Filiales				
Audit Légal	0,5	0,0	0,2	0,7
Total	0,6	0,1	0,2	0,8

NOTE 25. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLOTURE

Acquisition des participations minoritaires du projet Mutkalampi

Le 12 novembre 2020, Prokon Wind Energy Finland a notifié son intention d'exercer son put, conduisant le Groupe à initier le rachat de l'intégralité de sa participation dans le projet Mutkalampi, soit 19,9 %.

Conformément à IAS 32 « Instruments financiers : présentation », des dettes sont comptabilisées par le Groupe au titre de l'engagement de ce dernier à racheter les parts de minoritaires. Le Groupe a fait le choix de politique comptable de comptabiliser ces dettes et leurs variations ultérieures en contrepartie des capitaux propres part du Groupe.

Dans les comptes au 31 décembre 2020, la dette relative au put a ainsi été réévaluée par contrepartie des capitaux propres part du Groupe, et la participation a été effectivement rachetée le 22 janvier 2021.

Allongement des durées d'amortissement des actifs en opération

Comme le requiert la norme IAS 16 « immobilisations corporelles » et la norme IAS 38 « immobilisations incorporelles », le Groupe réexamine à chaque clôture la durée des amortissements qu'il pratique.

Pour ses actifs solaires et éoliens, compte tenu des standards élevés de conception, construction et d'entretien que le Groupe applique, il a considéré, sur la base d'une étude externe réalisée au cours du premier trimestre 2021, et s'appuyant notamment sur un benchmarking sectoriel, que la durée d'utilité de ces actifs devait être portée de 25 à 30 ans.

S'agissant d'un changement d'estimation comptable, les effets seront comptabilisés prospectivement à partir du 1er janvier 2021. L'impact estimé représente une économie de charge d'amortissement de 18 millions d'euros, hors effet impôt sur le prochain exercice.

4.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

RSM Paris
26, rue Cambacérés
75 008 Paris
S.A.S au capital de 15 095.000 €
792 111 783 RCS Paris
Société de Commissariat aux Comptes inscrite à la Compagnie Régionale de Paris

Deloitte & Associés
6, place de la Pyramide
92908 Paris-La Défense Cedex
S.A.S. au capital de 2 188 160 €
572 028 041 RCS Nanterre
Société de Commissariat aux Comptes inscrite à la Compagnie Régionale de Versailles et du Centre

NEOEN

Société anonyme

6 rue Ménars

75002 Paris

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2020

À l'assemblée générale de la société NEOEN

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par l'assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société NEOEN relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2020, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2020 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.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de COVID-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, 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, arrêtés dans les conditions rappelées précédemment, 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 12.2 de l'annexe aux comptes consolidés)

Comme indiqué dans la note « 12.2 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 2020, la valeur nette des projets en développement s'élève à 135,5 M€, le Groupe ayant activé 39,3 M€ de charges directement imputables au développement de projets au cours de l'année 2020.

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 12 de l'annexe aux comptes consolidés.

b. Instruments financiers de couverture

(Notes 19 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 19 « Financement et 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.
 - Évaluer la compétence des spécialistes mandatés par la société 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 la note annexe aux comptes consolidés fournit une information appropriée.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion du conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus **Erreur ! Signet non défini.** dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du président - directeur général. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires 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 & Associés. Le cabinet RSM Paris a été nommé par votre assemblée générale du 12 septembre 2018.

Au 31 décembre 2020, Deloitte & Associés était dans la 13ème année de sa mission sans interruption et le cabinet RSM Paris dans sa 3ème 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, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;

- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été 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.

Paris et Paris-La Défense, le 10 mars 2021

Les commissaires aux comptes

RSM Paris

Deloitte & Associés

Etienne de BRYAS

Benoit PIMONT »

5 CAPITAL ET ACTIONNARIAT

5.1 RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LA SOCIÉTÉ

La section « *Renseignements concernant la Société* » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2019 est mise à jour comme suit. À la date du présent Amendement, la présente section 5.1 se substitue donc à la section intitulée « *Renseignements concernant la Société* » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2019.

5.1.1 DENOMINATION SOCIALE

La dénomination sociale de la Société est « Neoen ».

5.1.2 SIEGE SOCIAL

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

5.1.3 FORME JURIDIQUE

À la date du présent Amendement, 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.

5.1.4 IDENTIFICATION DE LA SOCIETE

Le numéro d'immatriculation de la Société précisé dans la section 4.3 – note 2 « activité de la Société et faits marquants de l'exercice » des comptes consolidés de l'exercice 2020.

Le code LEI de la Société est le 969500C0AIAGQWZGJO13.

5.1.5 LEGISLATION

Société anonyme constituée sous le régime de la législation française.

5.1.6 DUREE

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.

5.1.7 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.

5.1.8 REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIETES

La Société est immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 508 320 017.

5.1.9 LIEU OU PEUVENT ETRE CONSULTES LES DOCUMENTS ET RENSEIGNEMENTS RELATIFS A LA SOCIETE

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.

L'information réglementée diffusée par la Société est disponible dans la rubrique « Information réglementée » du site Internet de la Société à l'adresse suivante : <https://www.neoen.com/fr/investisseurs#informations-reglementees>.

5.1.10 EXERCICE SOCIAL

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

5.1.11 REPARTITION STATUTAIRE DES BENEFICES

(Voir article 24 des statuts)

Sur le bénéfice de l'exercice, diminué le cas échéant des pertes antérieures, il est tout d'abord prélevé 5 % au moins pour la dotation de la réserve légale prescrite par la loi. Ce prélèvement cesse d'être obligatoire lorsque la réserve légale atteint le dixième du capital social.

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, et ce sous réserve des restrictions fixées dans le contrat de crédit syndiqué de la Société.

5.1.12 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. 22-10-46 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.

5.1.13 DECLARATION D'INTENTION

Néant.

5.2 CAPITAL

La section intitulée « *Capital* » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2019 est mise à jour comme suit. A la date du présent Amendement, la présente section 5.2 se substitue à la section intitulée « *Capital* » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2019.

5.2.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2020, le capital est fixé à 171 101 424 euros et représenté par 85 550 712 actions ordinaires d'une valeur nominale de 2 euros chacune, de même catégorie et entièrement libérées.

5.2.2 CAPITAL POTENTIEL

Au 31 décembre 2020, le capital potentiel se décompose de la manière suivante :

- 537 000 actions au titre des plans d'actions gratuites ;
- 138 166 au titre des plans d'options de souscription ;
- 10 308 754 obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes.

L'effet potentiellement dilutif global de ces instruments s'élève ainsi à 12,84 % du capital social au 31 décembre 2020.

5.2.3 TITRES NON REPRESENTATIFS DE CAPITAL

Au 31 décembre 2020, la Société n'a émis aucun titre non représentatif de capital.

5.2.4 ÉTAT RECAPITULATIF DES OPERATIONS REALISEES AU COURS DE L'EXERCICE PAR LES DIRIGEANTS OU PERSONNES ASSIMILEES SUR LES TITRES DE LA SOCIETE OU SUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS LIES

Personne	Instrument financier	Date opération	Prix unitaire (en euros)	Nature opération	Volume opération
Paul-François Croisille	Actions	06/01/2020	30,5000	Cession	(1 125)
Xavier Barbaro	Actions	22/01/2020	32,4000	Cession	(731)
Paul-François Croisille	Actions	23/01/2020	32,0705	Cession	(1 544)
Paul-François Croisille	Actions	28/01/2020	31,1000	Cession	(535)
Paul-François Croisille	Actions	29/01/2020	31,1000	Cession	(465)
Paul-François Croisille	Actions	30/01/2020	30,8833	Cession	(3 000)
Paul-François Croisille	Actions	31/01/2020	30,9000	Cession	(1 000)
Paul-François Croisille	Actions	10/02/2020	31,9000	Cession	(1 000)
Paul-François Croisille	Actions	19/02/2020	35,0753	Cession	(7 814)
Paul-François Croisille	Actions	20/02/2020	35,1000	Cession	(1 000)
Paul-François Croisille	Actions	20/02/2020	35,4500	Cession	(2 000)
Paul-François Croisille	Actions	21/02/2020	35,6000	Cession	(1 186)
Xavier Barbaro	Actions	24/02/2020	35,7000	Cession	(1 269)
Paul-François Croisille	Actions	16/03/2020	25,9240	Acquisition	3 846
Paul-François Croisille	Actions	18/03/2020	25,3000	Acquisition	2 154
Paul-François Croisille	Actions	19/03/2020	28,3000	Cession	(4 000)
Paul-François Croisille	Actions	23/03/2020	28,9000	Cession	(2 000)
Paul-François Croisille	Actions	26/03/2020	29,2000	Cession	(2 000)
Paul-François Croisille	Actions	26/03/2020	27,2000	Acquisition	2 000
Paul-François Croisille	Actions	02/04/2020	29,6000	Cession	(4 000)

Personne	Instrument financier	Date opération	Prix unitaire (en euros)	Nature opération	Volume opération
Paul-François Croisille	Actions	07/04/2020	31,7250	Cession	(4 000)
Paul-François Croisille	Actions	14/04/2020	32,9000	Cession	(2 000)
Xavier Barbaro	Actions	29/04/2020	10,9600	Acquisition (opération d'actionnariat salarié)	236
Romain Desrousseaux	Actions	29/04/2020	10,9600	Acquisition (opération d'actionnariat salarié)	236
Paul-François Croisille	Actions	29/04/2020	10,9600	Acquisition (opération d'actionnariat salarié)	236
Olga Kharitonova	Actions	29/04/2020	10,9600	Acquisition (opération d'actionnariat salarié)	236
Impala SAS	Actions	02/06/2020	33,0000	Acquisition	60 606
Stéphanie Levan	Actions	03/07/2020	39,0976	Cession	(1 500)
Stéphanie Levan	Actions	06/07/2020	40,0024	Cession	(2 272)
Stéphanie Levan	Actions	06/07/2020	40,1000	Acquisition	50
Paul-François Croisille	Actions	06/07/2020	39,8000	Cession	(2 000)
Stéphanie Levan	Actions	07/07/2020	39,2000	Cession	(500)
Stéphanie Levan	Actions	09/07/2020	39,0000	Cession	(1 000)
Stéphanie Levan	Actions	10/07/2020	39,5000	Cession	(500)
Paul-François Croisille	Actions	10/07/2020	39,0000	Cession	(141)
Paul-François Croisille	Actions	13/07/2020	39,3550	Cession	(4 045)
Stéphanie Levan	Actions	11/08/2020	40,9200	Cession	(6 500)

Personne	Instrument financier	Date opération	Prix unitaire (en euros)	Nature opération	Volume opération
Paul-François Croisille	Actions	12/08/2020	41,3000	Cession	(2 000)
Stéphanie Levan	Actions	13/08/2020	42,5000	Cession	(300)
Stéphanie Levan	Actions	18/08/2020	43,0375	Cession	(800)
Paul-François Croisille	Actions	18/08/2020	42,8000	Cession	(2 000)
Stéphanie Levan	Actions	19/08/2020	42,3273	Cession	(220)
Stéphanie Levan	Actions	20/08/2020	42,6000	Cession	(180)
Stéphanie Levan	Actions	24/08/2020	43,8250	Cession	(1 000)
Xavier Barbaro	Actions	06/10/2020	00,0000	Acquisition d'actions gratuites	105 000
Romain Desrousseaux	Actions	06/10/2020	00,0000	Acquisition d'actions gratuites	113 517
Paul-François Croisille	Actions	06/10/2020	00,0000	Acquisition d'actions gratuites	70 000
Paul-François Croisille	Actions	12/10/2020	49,6000	Cession	(1 000)
Paul-François Croisille	Actions	23/10/2020	45,1500	Dons en titres à des associations	(870)
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	Actions	10/11/2020	44,7500	Cession	(700 000)
Paul-François Croisille	Actions	12/11/2020	48,8000	Cession	(1 000)
Xavier Barbaro	Actions	20/11/2020	45,7300	Apport d'actions à une société	(1 500)
Xavier Barbaro	Actions	20/11/2020	45,7300	Apport d'actions à une société	(298 500)

Personne	Instrument financier	Date opération	Prix unitaire (en euros)	Nature opération	Volume opération
Bpifrance Investissement	Actions	24/11/2020	46,6500	Cession	(684 158)
Paul-François Croisille	Actions	30/11/2020	49,7683	Cession	(1 000)
Stéphanie Levan	Actions	01/12/2020	50,0000	Cession	(300)
Paul-François Croisille	Actions	11/12/2020	49,2000	Dons en titres à des associations	(610)
Stéphanie Levan	Actions	14/12/2020	50,1875	Cession	(800)
Stéphanie Levan	Actions	15/12/2020	50,8077	Cession	(1 300)
Stéphanie Levan	Actions	16/12/2020	52,1667	Cession	(1 800)
Stéphanie Levan	Actions	17/12/2020	53,5833	Cession	(3 000)
Stéphanie Levan	Actions	18/12/2020	56,5000	Cession	(1 200)
Stéphanie Levan	Actions	21/12/2020	55,0889	Cession	(900)
Stéphanie Levan	Actions	22/12/2020	56,5800	Cession	(500)
Stéphanie Levan	Actions	23/12/2020	57,0000	Cession	(180)

5.2.5 AUTO-CONTROLE, AUTO-DETENTION ET ACQUISITION PAR LA SOCIETE DE SES PROPRES ACTIONS

Au 31 décembre 2020, aucune action de la Société n'est détenue par l'une de ses filiales ou par un tiers pour son compte. Au 31 décembre 2020, la Société détient 10 639 de ses actions, représentant 0,01 % (sur la base du capital social au 31 décembre 2020), dont dix actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité. Ces actions sont dépourvues de droit de vote.

5.2.6 AUTRES TITRES DONNANT ACCES AU CAPITAL

5.2.6.1 OPTIONS DE SOUSCRIPTION D' ACTIONS

L'assemblée générale de la Société du 26 mai 2020, au titre de sa vingt-cinquième 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.

Aucune option de souscription ou d'achat d'actions au profit des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux du Groupe n'a été attribuée en vertu de ladite autorisation de l'assemblée générale.

5.2.6.2 ATTRIBUTIONS GRATUITES D' ACTIONS

L'assemblée générale de la Société du 26 mai 2020, au titre de sa vingt-quatrième 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.

Le 2 juillet 2020 le Conseil d'administration a procédé à l'attribution gratuite de 140 000 actions existantes ou à émettre de la Société au profit de certains membres du personnel salarié du Groupe, assorties de conditions de performance, en vertu de la vingt-quatrième résolution de l'assemblée générale de la Société du 26 mai 2020.

5.2.6.3 OBLIGATIONS A OPTION DE CONVERSION ET/OU D'ECHANGE EN ACTIONS NOUVELLES OU EXISTANTES

La Société a réalisé le 7 octobre 2019 une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes à échéance au 7 octobre 2024 pour un montant en principal d'environ 200 millions d'euros (montant brut de l'émission) ; le produit net de l'émission (détaillé dans la section 2.4.4 « passage de l'endettement financier consolidé à la dette nette » du présent Amendement) est affecté aux besoins généraux du Groupe et a notamment pour but de financer son développement en vue d'atteindre son objectif de capacité à fin 2021 (plus de 5 GW de capacité en construction ou en opération) tout en optimisant son bilan selon l'objectif précisé à la section 2.2.2 « informations sur les tendances et objectifs ».

Les OCEANE portent intérêt à compter de leur date d'émission à un taux annuel de 1,875 % payable semestriellement à terme échu les 7 avril et 7 octobre de chaque année.

La valeur nominale unitaire des 6 629 101 OCEANE émises est de 30,17 euros et la parité de conversion de 1 action pour chaque OCEANE exercée, sous réserve des ajustements usuels prévus par les termes et conditions des OCEANE.

A la date d'émission, les OCEANE représentaient une dilution maximale d'environ 7,8 %, en prenant pour hypothèse l'exercice de l'intégralité des OCEANE et si la Société décidait de remettre uniquement des actions nouvelles au titre de leur exercice.

Par ailleurs, la Société a réalisé le 2 juin 2020 une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes à échéance au 2 juin 2025 pour un montant en principal d'environ 170 millions d'euros (montant brut de l'émission) ; le produit net de l'émission (détaillé dans la section 2.4.4 « passage de l'endettement financier consolidé à la dette nette » du présent Amendement) est affecté au financement ou au refinancement de projets de production d'énergie renouvelable (énergie solaire photovoltaïque et éolienne) ou de stockage d'énergie, conformément aux exigences de la taxonomie de l'Union Européenne et au Framework publié et disponible sur le site Internet du Groupe, et a notamment pour but de financer son développement en vue d'atteindre son objectif de capacité à fin 2021 (plus de 5 GW de capacité en construction ou en opération) tout en optimisant son bilan selon l'objectif précisé à la section 2.2.2 « informations sur les tendances et objectifs ».

Les OCEANE portent intérêt à compter de leur date d'émission à un taux annuel de 2 % payable semestriellement à terme échu les 2 décembre et 2 juin de chaque année.

La valeur nominale unitaire des 3 679 653 OCEANE émises est de 46,20 euros et la parité de conversion de 1 action pour chaque OCEANE exercée, sous réserve des ajustements usuels prévus par les termes et conditions des OCEANE.

A la date d'émission, les OCEANE représentaient une dilution maximale d'environ 4,3 %, en prenant pour hypothèse l'exercice de l'intégralité des OCEANE et si la Société décidait de remettre uniquement des actions nouvelles au titre de leur exercice.

Sous certaines conditions définies par les termes et conditions des OCEANE, en cas de changement de contrôle de la Société ou d'événement de liquidité (tel que défini) du marché de l'action de la Société, les porteurs pourront demander avant la date de maturité le remboursement anticipé des OCEANE à leur valeur nominale majorée des intérêts courus, et la masse des porteurs peut demander leur accélération en cas de survenance de certains cas de défauts tels que définis dans les termes et conditions des OCEANE.

5.2.7 CONDITIONS REGISSANT TOUT DROIT D'ACQUISITION ET/OU TOUTE OBLIGATION ATTACHE(E) AU CAPITAL SOUSCRIT, MAIS NON LIBERE

Néant.

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

Néant.

5.2.8 PROGRAMME DE RACHAT PAR NEOEN DE SES PROPRES ACTIONS

Autorisation donnée par l'assemblée générale du 26 mai 2020

L'assemblée générale du 26 mai 2020 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 26 novembre 2021.

Le prix unitaire maximum de rachat a été fixé par la seizième résolution, adoptée par l'assemblée générale mixte des actionnaires de la Société le 26 mai 2020, à 45 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. 22-10-59 et suivants du Code de commerce ;
- l'attribution ou la cession d'actions aux salariés au titre de leur participation aux fruits de l'expansion de l'entreprise ou de la mise en œuvre de tout plan d'épargne d'entreprise ou de groupe (ou plan assimilé) dans les conditions prévues par la loi, notamment les articles L. 3332-1 et suivants du Code du travail ainsi que de tout autre plan d'actionnariat des salariés et dirigeants de la Société et de ses filiales ;
- 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
Situation au 31 décembre 2019	2	198 946	198 948
Achats	401 301	113 753 ⁽¹⁾	515 054
Ventes	(401 293)	(302 070) ⁽²⁾	(703 363)
Situation au 31 décembre 2020	10	10 629	10 639

(1) Parmi les 113 753 actions achetées au titre du programme de rachat d'actions, 60 606 actions ont été achetées dans le cadre de l'émission des OCEANE Vertes le 2 juin 2020.

(2) Les ventes réalisées au titre du programme de rachat d'actions correspondent exclusivement aux attributions d'actions gratuites réalisées au cours de l'exercice.

Sur l'ensemble de l'année 2020, 515 054 actions ont été achetées au prix moyen de 36,85 euros par action et 703 363 actions ont été vendues au prix moyen de 31,93 euros par action. Au 31 décembre 2020, la Société détient directement ou indirectement 10 639 actions propres, représentant une valeur de 471 140 euros sur la base de la valeur comptable.

5.2.9 EPARGNE SALARIALE

Accord d'intéressement

Afin d'associer les salariés français aux performances du Groupe, un accord d'intéressement a été conclu en 2019 avec la délégation unique du personnel. Cet accord a fait l'objet d'un dépôt à la DIRECCTE. Cet accord a une durée d'application de 3 ans, au titre des exercices 2019, 2020 et 2021.

Accord de participation

La mise en place d'un accord de participation est obligatoire dans les entreprises de 50 salariés et plus, en application de l'article L. 3322-2 du Code du travail.

En 2020, la Société a conclu un nouvel accord de participation avec le comité social et économique, 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). En 2019, pour se conformer à la réforme de l'épargne salariale, la Société a conclu avec la délégation unique du personnel un nouvel accord de plan d'épargne retraite entreprise collectif (PERCOL) venant remplacer le PERCO.

Le PEE et le PERCOL peuvent recevoir les sommes issues des accords de participation et d'intéressement, 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 PERCOL sont indisponibles jusqu'au départ à la retraite du bénéficiaire, sauf

cas de déblocage anticipé prévus par la loi. Ces dispositifs sont accessibles à l'ensemble des salariés en CDI ou CDD dès 3 mois d'ancienneté.

Conformément à l'article L. 3332-25 du Code du travail, l'épargnant a la possibilité de liquider les avoirs disponibles sur le plan d'épargne afin de lever des options sur titre attribuées dans les conditions prévues aux articles L. 22-10-56 et suivants 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 2020, les salariés détiennent des actions de la Société dans le cadre du PEE (se référer à la section 5.2.10 « actionnariat salarié » du présent Amendement).

5.2.10 ACTIONNARIAT SALARIE

En 2020, la Société a mis en place pour la première fois un dispositif d'actionnariat salarié à destination de l'ensemble de ses salariés en France. Ce dispositif s'inscrit dans le cadre défini par le PEE.

Ainsi le PEE en vigueur au sein de la Société permet aux salariés d'investir les sommes issues de l'intéressement ou de leur épargne personnelle sur le PEE, en actions de la Société et bénéficier de l'abondement en actions de l'entreprise. Les avoirs des salariés sont bloqués pendant cinq ans en contrepartie d'avantages sociaux et fiscaux, sauf cas de déblocage anticipé prévus par la loi.

Cette opération est détaillée dans la section 4.1 – notes 2 et 13 des comptes consolidés de l'exercice 2020.

5.2.11 ÉVOLUTION 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)	Nombre d'actions avant opération	Nombre d'actions après opération	Valeur nominale (en euros)	Prime d'émission par action (en euros)	Capital après opération (en euros)
02/07/2018	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	107 964 140	107 964 140	108 719 140	1	1,00	108 719 140
	Augmentation de capital (exercice de bons de souscription d'actions)	108 719 140	108 719 140	108 794 140	1	0,39	108 794 140
18/10/2018	Augmentation de capital (réservée à Impala SAS)	108 794 140	108 794 140	57 647 271	2	14,50	115 294 542
18/10/2018	Augmentation de capital (offre publique)	115 294 542	57 647 271	84 919 998	2	14,50	169 839 996
21/11/2018	Augmentation de capital (levée de stock-options)	169 839 996	84 919 998	84 957 498	2	N/A	169 914 996
28/06/2019	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	169 914 996	84 957 498	85 049 998	2	2,00	170 099 996
31/12/2019	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	170 099 996	85 049 998	85 088 748	2	2,00	170 177 496
10/04/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	170 177 496	85 088 748	85 091 248	2	2,00	170 182 496
10/04/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	170 182 496	85 091 248	85 188 540	2	4,00	170 377 080
10/04/2020	Augmentation de capital (attribution d'actions gratuites)	170 377 080	85 188 540	85 191 040	2	N/A	170 382 080
29/04/2020	Augmentation de capital (réservée aux salariés)	170 382 080	85 191 040	85 203 818	2	19,92	170 407 636
29/04/2020	Augmentation de capital (réservée aux salariés)	170 407 636	85 203 818	85 216 596	2	N/A	170 433 192
30/06/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	170 433 192	85 216 596	85 252 638	2	4,00	170 505 276
06/10/2020	Augmentation de capital (attribution d'actions gratuites)	170 505 276	85 252 638	85 437 212	2	N/A	170 874 424
06/10/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	170 874 424	85 437 212	85 462 212	2	2,00	170 924 424
06/10/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	170 924 424	85 462 212	85 490 712	2	4,00	170 981 424
31/12/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	170 981 424	85 490 712	85 525 712	2	2,00	171 051 424
31/12/2020	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	171 051 424	85 525 712	85 550 712	2	8,00	171 101 424

5.2.12 ALIENATION D' ACTIONS

Néant.

5.2.13 NANTISSEMENTS

Le lecteur est invité à se référer à la section 2.3.2 « financement des projets » du présent Amendement.

5.3 ACTIONNARIAT

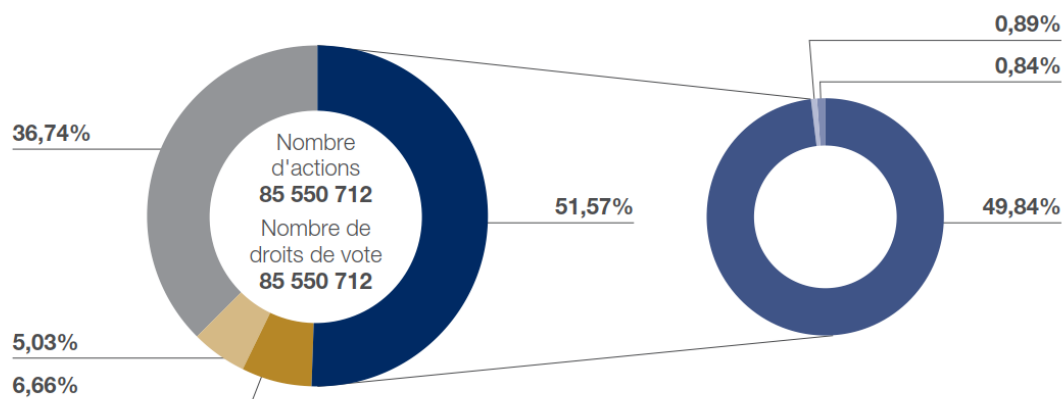
La section intitulée « *Actionnariat* » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2019 est mise à jour comme suit. Ainsi, à la date du présent Amendement, la présente section 5.3 se substitue à la section intitulée « *Actionnariat* » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2019.

5.3.1 REPARTITION 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 2020. Cette description est faite à la connaissance de la Société, sur la base des informations dont elle disposait au 31 décembre 2020 :

Actionnaires	Nombre d'actions	Capital en %	Droits de vote en %
Impala SAS	42 636 236	49,84 %	49,84 %
Carthusiane SAS	720 000	0,84 %	0,84 %
Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille	764 236	0,89 %	0,89 %
Total concert ⁽¹⁾	44 120 472	51,57 %	51,57 %
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	5 700 000	6,66 %	6,66 %
FPCI FONDS ETI 2020 (<i>représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement</i>)	4 299 525	5,03 %	5,03 %
Flottant	31 430 715	36,74 %	36,74 %
TOTAL	85 550 712	100 %	100 %

(1) L'action de concert résulte d'un pacte d'actionnaires concertant conclu entre les sociétés Impala SAS et Carthusiane SAS, cette dernière étant un véhicule d'investissement long terme détenu par Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille.



- Fonds Stratégique de Participation (FSP)
- FPCI FONDS ETI 2020 (représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement)
- Flottant
- Pacte d'actionnaires concertant :
- Impala SAS
- Carthusiane SAS
- Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille

Détention par la société Impala SAS

Impala, groupe détenu et dirigé par Jacques Veyrat et sa famille, investit dans des projets à fort potentiel de développement, principalement dans cinq secteurs: l'énergie (détention de participations dans Neoen, Albioma et Castleton Commodities International), l'industrie (détention de participations dans Technoplus Industries et Arjo Solutions), la cosmétique (détention de participations dans Laboratoire Native propriétaire des marques Roger&Gallet, Lierac, Phyto, Jowaé, détention de participations dans P&B Group et Augustinus Bader), les marques (détention de participations dans Pull-in et L'Exception), la gestion d'actifs (détention d'une participation dans Eiffel Investment Group, dans des projets de très forte croissance en Chine, des projets immobiliers résidentiels en région parisienne, au Luxembourg, en Espagne et des projets hôteliers au Portugal, en France et en Allemagne). Impala est un investisseur durable ainsi qu'un actionnaire de contrôle flexible.

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. L'objet du FSP est de prendre des participations qualifiées de « stratégiques » dans le capital de sociétés françaises et de participer à leur gouvernance en siégeant à leur Conseil d'administration ou de gouvernance. Le fonds est financé par sept grandes compagnies d'assurance désireuses d'investir à long terme dans les entreprises françaises et de les accompagner dans leurs phases de développement et de transition. Les actionnaires du FSP sont BNP Paribas Cardif, CNP Assurances, Crédit Agricole Assurances, Société Générale Assurances, Groupama, Natixis Assurances et Suravenir. Au 31 décembre 2020, le FSP détenait huit participations dans le capital des sociétés Arkema, Seb, Safran, Eutelsat Communications, Tikehau Capital, Elior Group, Neoen et Valeo. Le FSP continue l'étude d'opportunités d'investissement dans le capital de sociétés françaises.

La gestion du FSP est déléguée à ISALT – Investissements Stratégiques en actions Long Terme, société de gestion indépendante qui est en charge du suivi des sociétés dans lesquelles le FSP détient une participation et qui coordonne les relations avec les représentants permanents du FSP dans les conseils d'administration ou de surveillance des entreprises. Le FSP a désigné Monsieur Christophe Gégout en qualité de représentant permanent au Conseil d'administration de la Société.

Détention par le FPCI FONDS ETI 2020

Bpifrance finance les entreprises – à chaque étape de leur développement – en crédit, en garantie et en fonds propres. Bpifrance les accompagne notamment dans leurs projets d'innovation et à l'international via une large gamme de produits et services. Bpifrance est très impliqué dans le secteur

des énergies renouvelables, avec près de 2,2 milliards d'euros mobilisés pour financer et investir dans la transition écologique et énergétique, et voit dans les entreprises de ce secteur de véritables catalyseurs de compétitivité pour l'économie française.

5.3.2 ENGAGEMENTS DE CONSERVATION DES TITRES PRIS PAR LES ACTIONNAIRES

Le 11 novembre 2020, un engagement de conservation des titres a été pris par le Fonds Stratégique de Participations (FSP) pour une durée de 90 jours calendaires à compter du 13 novembre 2020 à la suite de la cession de 0,8 % des titres Neoen qu'il détenait à cette date.

5.3.3 OBLIGATION DE DETENTION DES ACTIONS DE LA SOCIETE

Conformément au règlement intérieur du Conseil d'administration (article 3.10), chaque membre du Conseil d'administration doit être propriétaire (directement ou indirectement) d'au moins 500 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 actions.

5.3.4 FRANCHISSEMENTS DE SEUILS LEGAUX ET/OU STATUTAIRES

Au 31 décembre 2020, 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
13/01/2020	09/01/2020	Norges Bank The central Bank of Norway	Baisse	1 688 155	1,98 %
05/02/2020	05/02/2020	AXA Investment Managers	Hausse	952 730	1,12 %
28/02/2020	27/02/2020	Norges Bank The central Bank of Norway	Hausse	1 703 938	2,00 %
25/03/2020	19/03/2020	Crédit Agricole ⁽¹⁾	Baisse	2 480 759	2,91 %
17/04/2020	15/04/2020	Crédit Agricole ⁽¹⁾	Baisse	1 742 732	2,05 %
20/04/2020	17/04/2020	Blackrock	Hausse	931 551	1,09 %
04/05/2020	29/02/2020	Impala SAS	Baisse	42 575 630	49,99 %
05/06/2020	02/06/2020	Impala SAS	Hausse	42 636 236	50,02 %
03/07/2020	03/07/2020	FPCI Capenergie 3 Omnes Capital	Baisse	N.C.	2,00 %
24/07/2020	23/07/2020	AXA Investment Managers	Baisse	846 903	0,99 %
06/08/2020	03/08/2020	Crédit Agricole ⁽¹⁾	Baisse	948 665	1,11 %
14/08/2020	06/08/2020	Crédit Agricole ⁽¹⁾	Baisse	825 027	0,97 %
14/08/2020	11/08/2020	Crédit Agricole ⁽¹⁾	Hausse	853 914	1,00 %

Date de déclaration	Date d'opération sur le marché	Intermédiaires inscrits ou gestionnaires de fonds	Nature du franchissement	Nombre d'actions	% Capital
18/08/2020	17/08/2020	Blackrock	Hausse	1 712 334	2,01 %
20/08/2020	19/08/2020	Blackrock	Baisse	1 698 697	1,99 %
24/08/2020	21/08/2020	Blackrock	Hausse	1 739 015	2,04 %
31/08/2020	25/08/2020	Crédit Agricole ⁽¹⁾	Hausse	1 009 440	1,18 %
04/09/2020	20/07/2020	Impala SAS	Baisse	42 636 236	49,99 %
13/11/2020	10/11/2020	Fonds Stratégique de Participations (FSP)	Baisse	5 700 000	6,66 %
17/11/2020	16/11/2020	Norges Bank	Hausse	1 732 317	2,02 %
17/11/2020	16/11/2020	Blackrock	Hausse	2 640 883	3,09 %
03/12/2020	03/12/2020	Amundi	Hausse	898 868	1,05 %
04/12/2020	03/12/2020	La Financière de l'Echiquier	Baisse	2 527 693	2,96 %
11/12/2020	07/12/2020	Caisse des Dépôts	Baisse	5 078 664	5,93 %
21/12/2020	18/12/2020	Invesco Ltd	Hausse	1 943 306	2,27 %
23/12/2020	21/12/2020	Impala SAS et Carthusiane SAS agissant de concert ⁽²⁾	Hausse	44 120 472	51,59 %

(1) *Franchissements de seuils déclarés au titre de ses participations dans les sociétés Predica et Crédit Agricole Assurances.*

(2) *Franchissement de seuils résultant de la conclusion d'un pacte d'actionnaires concertant entre les sociétés Impala SAS et Carthusiane SAS, cette dernière étant contrôlée par Monsieur Xavier Barbaro et sa famille. Les actions de la Société détenues directement par Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille sont également prises en compte pour les besoins du calcul de franchissement de seuils. Voir la section 5.3.1 « répartition du capital et des droits de vote » du présent Amendement.*

5.3.5 ÉVOLUTION DE L'ACTIONNARIAT SUR TROIS ANS

Le tableau ci-dessous indique la répartition du capital et des droits de vote aux 31 décembre 2018, 31 décembre 2019 et 31 décembre 2020 sur une base non diluée :

Actionnaire	Nombre d'actions ordinaires et de droits de vote	Pourcentage du capital (et des droits de vote théoriques)	Pourcentage des droits de vote exerçables
Impala SAS ⁽¹⁾	42 560 000	50,10 %	50,19 %
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	6 400 000	7,53 %	7,55 %
FPCI ETI 2020	4 983 683	5,87 %	5,88 %
Management	2 802 351	3,30 %	3,30 %
Flottant	28 211 464	33,20 %	33,08 %
Total au 31 décembre 2018	84 957 498	100 %	100 %
Impala SAS ⁽¹⁾	42 575 630	50,04 %	50,15 %
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	6 400 000	7,52 %	7,54 %
FPCI ETI 2020	4 983 683	5,86 %	5,87 %
Management	2 485 970	2,92 %	2,93 %
Flottant	28 643 465	33,66 %	33,51 %
Total au 31 décembre 2019	85 088 748	100 %	100 %
Impala SAS	42 636 236	49,84 %	49,84 %
Carthusiane SAS	720 000	0,84 %	0,84 %
Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille	764 236	0,89 %	0,89 %
Total concert ⁽²⁾	44 120 472	51,57 %	51,57 %
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	5 700 000	6,66 %	6,66 %
FPCI FONDS ETI 2020 (<i>représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement</i>)	4 299 525	5,03 %	5,03 %
Flottant	31 430 715	36,74 %	36,74 %
Total au 31 décembre 2020	85 550 712	100 %	100 %

(1) Impala SAS est intégralement détenue, contrôlée et dirigée par Monsieur Jacques Veyrat et sa famille.

(2) L'action de concert résulte d'un pacte d'actionnaires concertant conclu entre les sociétés Impala SAS et Carthusiane SAS, cette dernière étant un véhicule d'investissement long terme détenu par Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille.

5.3.6 STRUCTURE DE CONTROLE

Au 31 décembre 2020, 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.

La société Impala SAS a conclu le 21 décembre 2020 un pacte d'actionnaire concertant avec Carthusiane SAS, un véhicule d'investissement long terme détenu par Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille. Au 31 décembre 2020, la participation totale des sociétés Impala SAS et Carthusiane SAS (à laquelle s'ajoutent les actions détenues directement par Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille) dans le capital et les droits de vote de la Société s'élève à 51,57 %.

Dans ce cadre, la Société a pris les mesures suivantes 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 SAS ;
- un administrateur est un représentant du Fonds Stratégique de Participations (FSP) ;
- un administrateur est un représentant de Bpifrance Investissement ;
- un administrateur a été nommé administrateur référent.

Pour plus de détail, se référer à la section 6.2.1 « principes gouvernant la composition du Conseil d'administration » du document d'enregistrement universel 2019 de la Société. Aucun changement dans la composition des organes sociaux n'est intervenue depuis la publication de l'URD 2019.

Par ailleurs, les conventions conclues entre la Société et ses principaux actionnaires, dont la convention d'assistance technique et administrative conclue entre la Société et Impala, présentées à la section 6.4.4.1 du document d'enregistrement 2019 de la Société demeurent en vigueur à la date du présent Amendement. Le lecteur est donc invité à se référer à cette section pour une présentation exhaustive des conventions en vigueur.

5.3.7 ACCORDS SUSCEPTIBLES D'ENTRAINER UN CHANGEMENT DE CONTROLE

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

5.3.8 DIVIDENDES

5.3.8.1 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 à la section 2.2.2 « Informations sur les tendances et les objectifs » du présent Amendement, 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. Au-delà de 2022 et jusqu'en 2025, le Groupe entend augmenter de manière progressive son dividende au regard notamment de l'évolution de ses résultats et de sa situation financière.

5.3.8.2 DIVIDENDES DISTRIBUES AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

Le Groupe n'a procédé à aucune distribution de dividendes au titre des exercices clos les 31 décembre 2017, 2018 et 2019.

5.4 MARCHÉ DU TITRE ET RELATIONS AVEC LES ACTIONNAIRES

La section intitulée « *Marché du titre et relations avec les actionnaires* » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2019 est mise à jour comme suit. Ainsi, à la date du présent Amendement, la présente section 5.4 se substitue à la section intitulée « *Marché du titre et relations avec les actionnaires* » du chapitre 7 du Document d'Enregistrement Universel 2019.

5.4.1 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 : CAC Mid 60, CAC All-share, CAC Mid & Small, CAC Utilities, SBF 120, Next 150, MSCI Small Cap France ;
- SRD : Éligible ;
- PEA : Éligible ;
- code ISIN : FR0011675362 ;
- date de 1ère cotation : 17 octobre 2018.

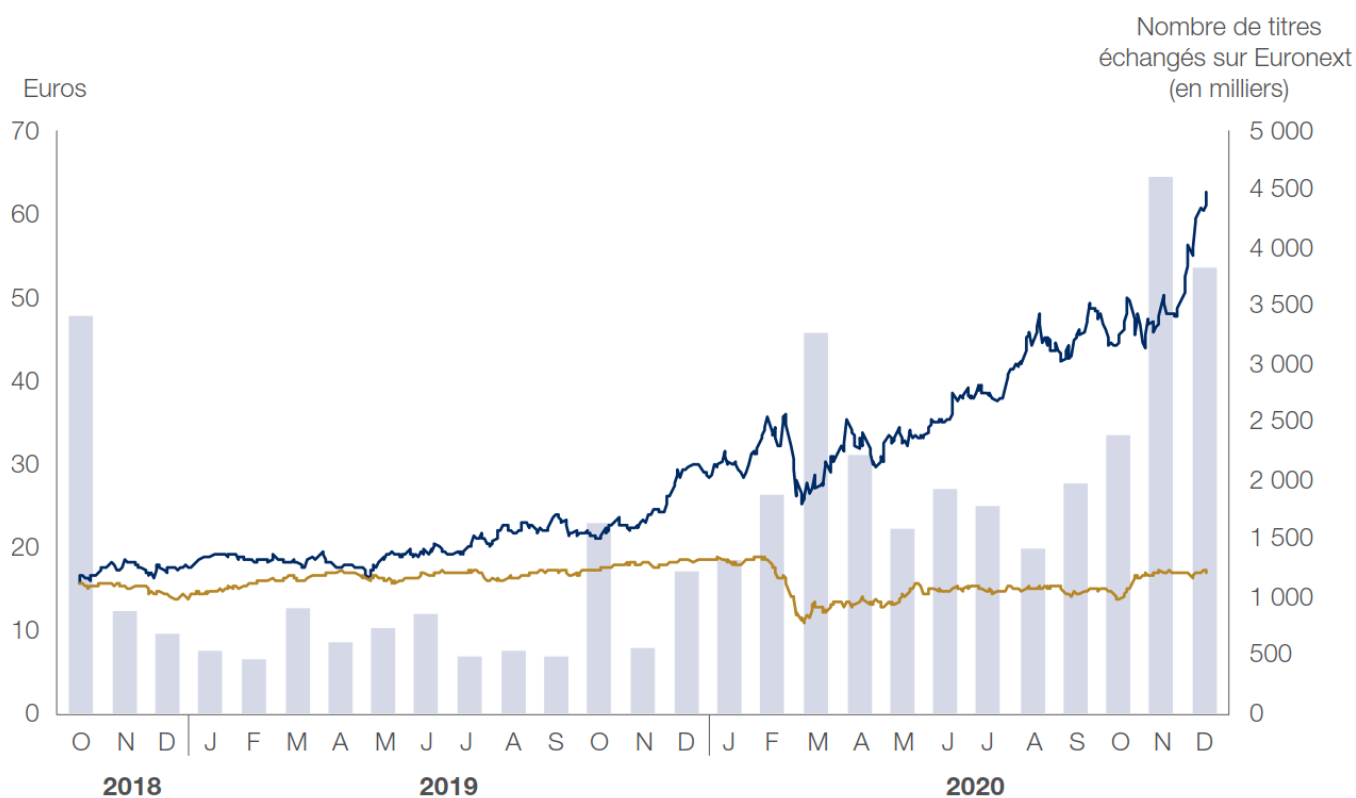
Données boursières

Cours moyen depuis la première cotation	29,35 €
Volume moyen depuis la première cotation	75 116 titres
Cours le plus haut en 2020	62,70 € le 31/12/2020
Cours le plus bas en 2020	26,15 € le 17/03/2020
Progression de l'action depuis la cotation	+ 280 %
Variation au cours de 2020	+ 102,9 %
Capitalisation boursière au 31/12/2020	5,4 Md€

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

Dates	Cours le plus haut (en euros)	Cours le plus bas (en euros)	Volume de titres moyen
Janvier 2020	32,45	29,35	60 003
Février 2020	36,45	29,45	94 210
Mars 2020	36,75	26,15	148 455
Avril 2020	36,10	28,25	111 818
Mai 2020	35,05	30,55	79 410
Juin 2020	36,25	33,15	87 890
Juillet 2020	40,15	36,25	78 026
Août 2020	46,30	38,20	67 830
Septembre 2020	48,50	42,85	90 266
Octobre 2020	49,65	44,65	108 459
Novembre 2020	50,70	44,50	220 017
Décembre 2020	62,70	48,20	174 203

Évolution du cours de l'action Neoen



5.4.2 RELATIONS AVEC LES ACTIONNAIRES

5.4.2.1 ACCESSIBILITE DE L'INFORMATION

L'ensemble de l'information financière, juridique et les 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 d'enregistrement universel (incluant le rapport financier annuel) 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 ;
- les statuts ;
- le règlement intérieur du Conseil d'administration.

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.

5.4.2.2 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 2020, les publications financières ont fait l'objet de présentations par la direction générale à l'occasion de *webcasts* et de conférences téléphoniques au cours desquels elle a aussi répondu aux questions des analystes financiers.

Par ailleurs, 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 9 bureaux d'analyse financière.

5.4.2.3 AGENDA

Chiffre d'affaires du 1^{er} trimestre 2021 : 11 mai 2021

Assemblée générale des actionnaires : 25 mai 2021

Résultats du 1^{er} semestre 2021 : 30 juillet 2021

Chiffre d'affaires des 9 premiers mois 2021 : 9 novembre 2021

5.4.2.4 CONTACTS COMMUNICATION FINANCIERE

Direction des Relations Investisseurs
Delphine Deshayes
6, rue Ménars
75002 Paris
Email : communication@neoen.com

6 ATTESTATION DU RESPONSABLE DE L'AMENDEMENT AU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2019

« J'atteste que les informations contenues dans l'Amendement au Document d'Enregistrement Universel 2019 sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée. »

Paris, le 15 mars 2021

Monsieur Xavier Barbaro
Président-directeur général de Neoen SA

7 TABLE DE CONCORDANCE

La table de concordance ci-après reprend les rubriques prévues par l'annexe 1 du règlement délégué (UE) 2019/980 de la Commission du 14 mars 2019 et renvoie aux pages ou sections du Document d'Enregistrement Universel 2019 et du présent Amendement où sont mentionnées les informations relatives à chacune de ces rubriques.

		Document d'Enregistrement Universel 2019	Amendement
Annexes 1 et 2 du règlement délégué 2019/980 du 14 mars 2019		Chapitre - Section	Chapitre - Section
1.	Personnes responsables, informations provenant de tiers, rapports d'experts et approbation de l'autorité compétente		
1.1	Indication des personnes responsables	9.1.1. et 9.1.3	
1.2	Déclaration des personnes responsables	9.1.2.	6.
1.3	Déclaration ou rapport d'expert	N/A	N/A
1.4	Attestations relatives aux informations provenant de tiers	N/A	N/A
1.5	Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente	Encart AMF	Encart AMF
2.	Contrôleurs légaux des comptes		
2.1	Nom et adresse des contrôleurs légaux des comptes	9.2	
2.2	Contrôleurs légaux ayant démissionné, ayant été écartés ou n'ayant pas été redésignés durant la période couverte	N/A	N/A
3.	Facteurs de risques	3	3
4.	Informations concernant l'émetteur		
4.1	Raison sociale et nom commercial	7.1	5.1
4.2	Lieu, numéro d'enregistrement et identifiant d'entité juridique (LEI)	7.1	5.1
4.3	Date de constitution et durée de vie	7.1	5.1
4.4	Siège social, forme juridique, législation, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire et site web	7.1	5.1
5.	Aperçu des activités		
5.1	Principales activités	1.3	1.3
5.2	Principaux marchés	1.3.3	1.3.3
5.3	Événements importants dans le développement des activités	2.2.1/4.1 - note 1.2	2.2.1/4.1 - note 2.2
5.4	Stratégie et objectifs	1.1.2	1.1.2
5.5	Dépendance à l'égard des brevets, licences, contrats industriels, commerciaux ou financiers ou de nouveaux procédés de fabrication	N/A	N/A
5.6	Éléments sur lesquels est fondée toute déclaration de l'émetteur sur sa position concurrentielle	1.2.4	1.2.4
5.7	Investissements	2.3.8	2.4.8
5.7.1	Investissements importants réalisés	2.3.8.2	2.4.8.2

		Document d'Enregistrement Universel 2019	Amendement
Annexes 1 et 2 du règlement délégué 2019/980 du 14 mars 2019		Chapitre - Section	Chapitre - Section
5.7.2	Investissements en cours ou pour lesquels des engagements fermes ont déjà été pris	2.3.8.3	2.4.8.3
5.7.3	Coentreprises et entreprises dans lesquelles l'émetteur détient une part de capital susceptible d'avoir une influence significative sur l'évaluation de son actif et de son passif, de sa situation financière ou de ses résultats	2.6.2.4	
5.7.4	Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation, faite par l'émetteur, de ses immobilisations corporelles	2.3.8.6	
6. Structure organisationnelle			
6.1	Description sommaire du Groupe	2.6.2.4	
6.2	Liste des filiales importantes	2.6.2.4	
7. Examen de la situation financière et du résultat			
7.1	Situation financière	2.1/2.2	2.1/2.3
7.1.1	Évolution et résultat des activités de l'émetteur, évolution de sa situation financière pour chaque exercice et période intermédiaire pour lesquels des informations financières historiques sont exigées	2.1/2.2	2.1/2.3
7.1.2	Évolution future probable des activités de l'émetteur et activités en matière de recherche et développement		
7.2	Résultats d'exploitation	2.2	2.3
7.2.1	Facteurs importants, événements inhabituels ou peu fréquents ou nouveaux développements, influant sensiblement sur le revenu d'exploitation	2.2	2.3
7.2.2	Raison des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	2.2	2.3
8. Trésorerie et capitaux			
8.1	Informations sur les capitaux	2.3	2.4
8.2	Source et montant des flux de trésorerie et description de ces flux de trésorerie	2.3	2.4
8.3	Besoins de financement et structure de financement	2.3	2.4
8.4	Informations concernant toute restriction à l'utilisation des capitaux ayant influé sensiblement ou pouvant influencer sensiblement, de manière directe ou indirecte, sur les opérations de l'émetteur	2.3	2.4
8.5	Informations concernant les sources de financement attendues nécessaires pour honorer les engagements visés au point 5.7.2.	2.3	2.4
9. Environnement réglementaire			
9.1	Description de l'environnement réglementaire dans lequel l'émetteur opère et qui peut influencer de manière significative sur ses activités et toute mesure ou facteur de nature administrative, économique, budgétaire, monétaire ou politique ayant influé ou pouvant influencer sensiblement, de manière directe ou indirecte, sur les activités de l'émetteur	1.3.3	1.3.3
10. Informations sur les tendances		2.4	2.2

		Document d'Enregistrement Universel 2019	Amendement
Annexes 1 et 2 du règlement délégué 2019/980 du 14 mars 2019		Chapitre - Section	Chapitre - Section
10.1	Principales tendances ayant affecté la production, les ventes et les stocks, les coûts et les prix de vente depuis la fin du dernier exercice jusqu'à la date du document d'enregistrement		
10.2	Tendance connue, incertitude ou demande ou engagement ou événement raisonnablement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur, au moins pour l'exercice en cours		
11.	Prévisions ou estimations du bénéfice	N/A	
11.1	Prévisions ou estimations du bénéfice publiées		2.2
11.2	Principales hypothèses sur lesquelles l'émetteur a fondé sa prévision ou son estimation		2.2
11.3	Déclaration de comparabilité avec les informations financières historiques et de conformité aux méthodes comptables de l'émetteur		2.2
12.	Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale	6.1 et 6.2.2	
12.1	Informations concernant les membres des organes d'administration, de direction et de surveillance	6.1	
12.2	Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration, de direction et de surveillance	6.2.2	
13.	Rémunération et avantages		
13.1	Montant de la rémunération versée et avantages en nature octroyés par l'émetteur et ses filiales	6.3	
13.2	Montant total des sommes provisionnées ou constatées par ailleurs par l'émetteur ou ses filiales aux fins de versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	6.3	
14.	Fonctionnement des organes d'administration et de surveillance		
14.1	Date d'expiration des mandats actuels et période durant laquelle la personne est restée en fonction	6.1	
14.2	Informations sur les contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance à l'émetteur ou à l'une quelconque de ses filiales et prévoyant l'octroi d'avantages, ou une déclaration appropriée attestant de l'absence de tels avantages	6.2	
14.3	Informations sur le comité d'audit et le comité de rémunération de l'émetteur	6.1 et 6.2	
14.4	Déclaration de conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	6.2.1.3	
14.5	Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	N/A	
15.	Salariés		
15.1	Nombre de salariés à la fin de la période couverte par les informations financières historiques ou nombre moyen durant chaque exercice de cette période et répartition des salariés par grande catégorie d'activité et par site	5.7	
15.2	Participations au capital, options, attribution d'actions de performance	N/A	
15.3	Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital social	7.2.10	5.2.10

		Document d'Enregistrement Universel 2019	Amendement
Annexes 1 et 2 du règlement délégué 2019/980 du 14 mars 2019		Chapitre - Section	Chapitre - Section
16.	Principaux actionnaires		
16.1	Nom de toute personne non membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance détenant, directement ou indirectement, un pourcentage du capital social ou des droits de vote de l'émetteur devant être notifié en vertu de la législation nationale applicable et montant de la participation ainsi détenue, ou déclaration appropriée en l'absence de telles personnes	7.3.1	5.3.1
16.2	Existence de droits de vote différents	7.3.1	5.3.1
16.3	Détention ou contrôle, direct ou indirect, de l'émetteur	7.3.1	5.3.1
16.4	Accord, connu de l'émetteur, dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle	7.3.7	5.3.7
17.	Transactions avec les parties liées		
17.1	Détail des transactions avec des parties liées	6.4.4. et 4.1. Note 22	4.1. Note 23
18.	Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur		
18.1	Informations financières historiques		
18.1.1	Informations financières historiques auditées pour les trois derniers exercices et rapport d'audit pour chacun de ces exercices	4.1 et 4.2	4.1 et 4.2
18.1.2	Changement de date de référence comptable	N/A	N/A
18.1.3	Normes comptables	4.1	4.1
18.1.4	Changement de référentiel comptable	N/A	N/A
18.1.5	Informations financières auditées établies conformément à des normes comptables nationales	4.1	4.1
18.1.6	États financiers consolidés	4.1	4.1
18.1.7	Date des dernières informations financières	4.1	4.1
18.2	Informations financières intermédiaires et autres	4.1	4.1
18.2.1	Informations financières semestrielles ou trimestrielles	N/A	
18.3	Audit des informations financières annuelles historiques		
18.3.1	Audit indépendant des informations financières annuelles historiques	4.4	4.2
18.3.2	Autres informations auditées par les contrôleurs légaux	5.8 et 8.4	
18.3.3	Informations financières non tirées des états financiers audités	2.1.1 et 2.2.2	2.1.1 et 2.1.2
18.4	Informations financières pro forma	N/A	N/A
18.4.1	Modification significative des valeurs brutes		
18.5	Politique en matière de dividendes	7.3.8	5.3.8

		Document d'Enregistrement Universel 2019	Amendement
Annexes 1 et 2 du règlement délégué 2019/980 du 14 mars 2019		Chapitre - Section	Chapitre - Section
18.5.1	Description de la politique de distribution de dividendes et de toute restriction applicable		
18.5.2	Montant du dividende par action		
18.6	Procédures judiciaires et d'arbitrage	3.1.4	2.5
18.6.1	Procédures significatives		
18.7	Changement significatif de la situation financière de l'émetteur	2.5	2.5
18.7.1	Description		
19.	Informations complémentaires		
19.1	Capital social	7.2	5.2
19.1.1	Montant du capital émis et autorisé, nombre d'actions émises et totalement libérées et émises mais non totalement libérées, valeur nominale par action, rapprochement du nombre d'actions en circulation à la date d'ouverture et à la date de clôture de l'exercice		
19.1.2	Informations relatives aux actions non représentatives du capital		
19.1.3	Nombre, valeur nominale et valeur comptable des actions détenues par l'émetteur lui-même ou en son nom, ou par ses filiales		
19.1.4	Informations relatives aux valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription		
19.1.5	Informations sur les conditions régissant tout droit d'acquisition et/ ou toute obligation attaché(e) au capital autorisé, mais non émis, ou sur toute entreprise visant à augmenter le capital		
19.1.6	Informations sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord conditionnel ou inconditionnel prévoyant de le placer sous option		
19.1.7	Historique du capital social		
19.2	Actes constitutifs et statuts		
19.2.1	Registre et objet social	7.1	5.1
19.2.2	Droits, privilèges et restrictions attachés à chaque catégorie d'actions existantes	7.1	5.1
19.2.3	Dispositions de l'acte constitutif, des statuts, d'une charte ou d'un règlement de l'émetteur qui pourraient avoir pour effet de retarder, de différer ou d'empêcher un changement de son contrôle	7.3	5.3
20.	Contrats importants		
20.1	Résumé de chaque contrat important	1.3.4.4	1.3.4.4
21.	Documents disponibles		
21.1	Déclaration sur les documents pouvant être consultés	9.4	