



NEOEN

DOCUMENT
D'ENREGISTREMENT
UNIVERSEL

Année 2023
Incluant le **rapport
financier annuel**

INTRODUCTION	3	5 DÉVELOPPEMENT DURABLE ET RESPONSABILITÉ SOCIÉTALE*	206
Producteur d'énergie exclusivement renouvelable	4	5.1 La RSE, au coeur de notre organisation	208
Le mot du président	5	5.2 Taxonomie Verte : évaluer la durabilité de nos activités	211
Nos métiers	6	5.3 Présentation des principaux risques extra-financiers	211
Nos ressources	8	5.4 Nos équipes	213
Notre modèle en quelques chiffres	11	5.5 Nos projets	222
Les faits marquants 2023	12	5.6 Nos communautés	227
Notre ambition pour 2025	14	5.7 Reporting sur le règlement Taxonomie Verte	231
Gouvernance	15	5.8 Indicateurs extra-financiers	235
1 PRÉSENTATION	16	5.9 Note méthodologique	243
1.1 Présentation générale*	18	5.10 Rapport de l'organisme tiers indépendant	245
1.2 Description du marché des énergies renouvelables	21	6 RAPPORT SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE*	250
1.3 Description des activités du Groupe*	26	6.1 État de la gouvernance	252
1.4 Propriété intellectuelle*	47	6.2 Organisation du gouvernement d'entreprise	262
2 COMMENTAIRES SUR L'EXERCICE*	48	6.3 Rémunérations de l'ensemble des mandataires sociaux	278
2.1 Indicateurs alternatifs de performance	50	6.4 Autres informations	308
2.2 Informations sur les principales données opérationnelles	53	6.5 Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	313
2.3 Perspectives et tendances	54	7 CAPITAL ET ACTIONNARIAT	316
2.4 Analyse de l'activité et du résultat	55	7.1 Renseignements concernant la Société*	318
2.5 Financements et investissements	69	7.2 Capital*	319
2.6 Procédures judiciaires et d'arbitrage	79	7.3 Actionnariat*	329
2.7 Changement significatif de la situation financière ou commerciale	80	7.4 Marché du titre et relations avec les actionnaires	332
2.8 Autres informations	80	8 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES	336
3 FACTEURS ET GESTION DES RISQUES*	86	8.1 Personnes responsables	338
3.1 Principaux risques auxquels le Groupe est exposé	88	8.2 Responsables du contrôle des comptes	338
3.2 Assurances et gestion des risques	113	8.3 Informations financières historiques incluses par référence	339
4 ÉTATS FINANCIERS ET RAPPORTS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES*	120	8.4 Documents accessibles au public	339
4.1 Comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2023	122	8.5 Tables de concordance	340
4.2 Rapport de certification des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2023	178	8.6 Glossaire	346
4.3 Comptes annuels de Neoen S.A. au 31 décembre 2023	182		
4.4 Rapport de certification des commissaires aux comptes sur les comptes annuels de Neoen S.A. au 31 décembre 2023	202		

2023

DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL

Incluant le rapport financier annuel



Le Document d'Enregistrement Universel a été déposé le 21 mars 2024 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.

Ce Document d'Enregistrement Universel est une reproduction de la version officielle du Document d'Enregistrement Universel qui a été établie au format ESEF (*European Single Electronic Format*) et qui inclut le Rapport Financier Annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 et est disponible sur le site internet de l'AMF (www.amf-france.org) ainsi que sur celui de la Société (www.neoen.com).

Des exemplaires du présent Document d'Enregistrement Universel (le « Document d'Enregistrement Universel ») sont disponibles sans frais auprès de Neoen, 22 rue Bayard, 75008 Paris, France, ainsi que sur les sites internet de Neoen (www.neoen.com) et de l'AMF (www.amf-france.org).

Créé en 2008, Neoen s'est imposé comme un acteur indépendant et incontournable des énergies renouvelables dans le monde, avec une présence dans une quinzaine de pays à la fin de l'année 2023.

Notre croissance rapide et rentable est fondée sur une stratégie de diversification géographique et technologique de nos actifs et de notre portefeuille de projets, rendant notre dynamique de développement et notre performance plus robustes.

Premier producteur indépendant français d'électricité exclusivement renouvelable, nous développons nos propres projets, en assurons le financement et la maîtrise d'ouvrage,

et les opérons dans la durée. Notre modèle consiste à conserver le contrôle de nos actifs. Notre taux de détention en 2023 est supérieur à 93%. Cette stratégie nous permet d'être garants de la qualité et de la performance de nos actifs à long terme.

Audace, engagement, intégrité et esprit de corps, nos valeurs guident nos relations avec l'ensemble de nos interlocuteurs, partenaires, clients et populations locales. Partagées par nos 439 collaborateurs de 48 nationalités différentes, elles sont le socle de notre identité et les repères intangibles de notre comportement au quotidien.

NOTRE MISSION

Penser et mettre en œuvre les moyens de produire durablement et à grande échelle, l'électricité renouvelable la plus compétitive



SOLAIRE

Le solaire est l'énergie renouvelable la plus abondante sur Terre, et la plus rapide à déployer. Intrinsèquement compétitive dans un grand nombre de pays, l'énergie solaire est la première technologie que nous ayons historiquement développée et reste aujourd'hui la première activité de Neoen.



ÉOLIEN

L'éolien terrestre est également une énergie renouvelable mature, à la compétitivité avérée. Nous concentrons aujourd'hui nos installations éoliennes et nos projets de développement en Australie, en Finlande, en France, en Irlande, au Portugal, au Salvador et en Suède.



STOCKAGE

Le stockage est la meilleure réponse à l'intermittence des énergies renouvelables. La Victorian Big Battery, d'une capacité de 300 MW / 450 MWh, est l'une des unités de stockage par batteries lithium-ion les plus puissantes au monde. Nous disposons désormais de centrales de stockage en Australie, en France, en Finlande, au Salvador et en Suède.

« Neoen s'affirme
plus que jamais comme
un acteur majeur
de son secteur »

Depuis sa création, Neoen a fait le choix d'adopter une perspective de long terme dans le développement de ses projets, ce qui lui a permis de connaître une croissance à la fois forte et créatrice de valeur. Pour sa sixième année de cotation sur Euronext Paris, Neoen a continué à développer avec dynamisme son portefeuille d'actifs pour atteindre 8 GW de capacité en opération ou en construction, progressant de plus de 20% en 2023. Nous sommes donc pleinement confiants dans notre capacité à atteindre 10 GW en opération ou en construction dans le courant de l'année 2025.

En tant que *pure-player*, notre stratégie s'articule autour d'un mix technologique complet : solaire, éolien et stockage. Elle repose également sur la diversification géographique de notre portefeuille d'actifs : en Australie, avec 3,75 GW de capacités en opération ou en construction, et en France (1,6 GW). Neoen dispose aussi d'un gigawatt d'actifs en opération ou en construction en Europe du Nord comme sur le continent américain. Cette stratégie de diversification est également retenue pour nos projets futurs : en évitant toute concentration du risque sur de trop grands projets, Neoen poursuit avec régularité et constance sa forte croissance.

L'expertise de Neoen lui a permis de remporter en 2023 plus de 1 670 MW de nouveaux projets dans l'ensemble de ses régions - Australie, Europe et Amériques - et de ses technologies. Avec près de 440 collaborateurs, le renforcement de nos équipes dans chacune de nos implantations permet d'être plus près des projets et d'avoir une connaissance fine des marchés où nous opérons, pour toujours plus de compétitivité et de pertinence.

En 2023, nous avons également intensifié nos investissements dans le stockage en Finlande, en Suède et en Australie. En particulier, Neoen met en oeuvre une stratégie d'augmentation de la durée de stockage de ses batteries : Collie Battery est ainsi notre premier actif ayant une capacité de 4 heures.



XAVIER BARBARO
Président - directeur général

Enfin, en affichant un résultat net positif pour la treizième année consécutive, Neoen continue de démontrer sa capacité à conjuguer croissance et création de valeur. En 2023, Neoen a renforcé ses capacités financières, en ayant réussi son augmentation de capital en mars, destinée à accroître sa capacité d'investissement. Neoen a également poursuivi sa politique de *farm-down*, qui lui assure une capacité d'auto-financement.

Dans un contexte de remontée des taux d'intérêt et de difficultés opérationnelles de certains de nos pairs qui ont fait d'autres choix technologiques ou géographiques, Neoen a gardé son cap : celui d'une croissance à la fois forte et créatrice de valeur, diversifiée et prévisible.

Neoen s'affirme plus que jamais comme un acteur majeur de son secteur.



DÉVELOPPEUR ET CONCEPTEUR

La phase de développement consiste à évaluer la faisabilité technique, économique, sociétale et environnementale de chaque projet. Pour ce faire, nous sommes en contact avec les différentes parties prenantes, les communautés locales et les municipalités, ainsi qu'avec les élus et les organismes publics. Nous réalisons un grand nombre d'études pour comprendre les enjeux propres au site et obtenir les autorisations gouvernementales nécessaires.



INVESTISSEUR ET MAÎTRE D'OUVRAGE

Nous finançons nos projets en combinant capital et dette à long terme. Nous nous impliquons directement, en tant que maître d'ouvrage, dans le suivi des travaux de construction de nos centrales électriques afin d'en garantir la qualité et ne collaborons qu'avec des constructeurs et fournisseurs de premier rang.



PROPRIÉTAIRE EXPLOITANT

Nous détenons nos actifs et les exploitons sur le long terme. Leur supervision est assurée en temps réel par notre équipe de spécialistes. Notre portefeuille croissant d'actifs, associé à notre expertise en matière de gestion de l'énergie, nous permet de concevoir des solutions énergétiques intégrées pour nos clients.

✂ DÉVELOPPEUR ET CONCEPTEUR



Choix du site



Rencontre avec les propriétaires fonciers



Entretiens avec les riverains et les autorités locales



Études : potentiel, interconnexion, impact environnemental



€ ✂ INVESTISSEUR ET MAÎTRE D'OUVRAGE



Signature d'un PPA ou gain d'un appel d'offres gouvernemental

Sélection des fournisseurs et contractants

Information sur les emplois locaux



Autorisation de connexion au réseau



Obtention des différents permis



Enquête publique



Réunion publique d'information



Dépôt des dossiers nécessaires à l'obtention des permis



Clôture du financement



Recrutements locaux



Préparation du site



Construction

Information d'avancement des travaux



⚙ PROPRIÉTAIRE EXPLOITANT



Inauguration

Production et maintenance

Développement des activités agricoles



Mise en œuvre d'initiatives locales de partage



Initiatives locales de partage et développement



Gestion des initiatives locales et des projets de partage et développement



Mise en production



Fonctionnement de la centrale pour au moins 30 ans¹

Tests et autorisations d'injecter



Connexion au réseau



«Repowering» ou démantèlement après 30 ans



Nouveau développement



Recyclage

¹ pour les parcs solaires et éoliens, 20 ans pour les batteries

UN ACTEUR MULTI-LOCAL

Neoen est un des principaux producteurs indépendants d'énergie exclusivement renouvelable. Neoen est ainsi le premier producteur indépendant français d'énergies exclusivement renouvelables et le premier producteur en Australie.

Neoen privilégie une croissance organique par le biais d'une stratégie de leadership multi-local, en s'appuyant sur des équipes locales qui sont autant de moteurs pour le développement de nouveaux projets.



- Actifs en opération ou en construction
- ▨ Projets « awarded »
- Projets en développement

La construction de la centrale de Metoro (41 MWc) est suspendue de façon permanente, et l'actif est en cours de cession.

Informations au 29 février 2024



UN CAPITAL HUMAIN UNIQUE

439
Collaborateurs

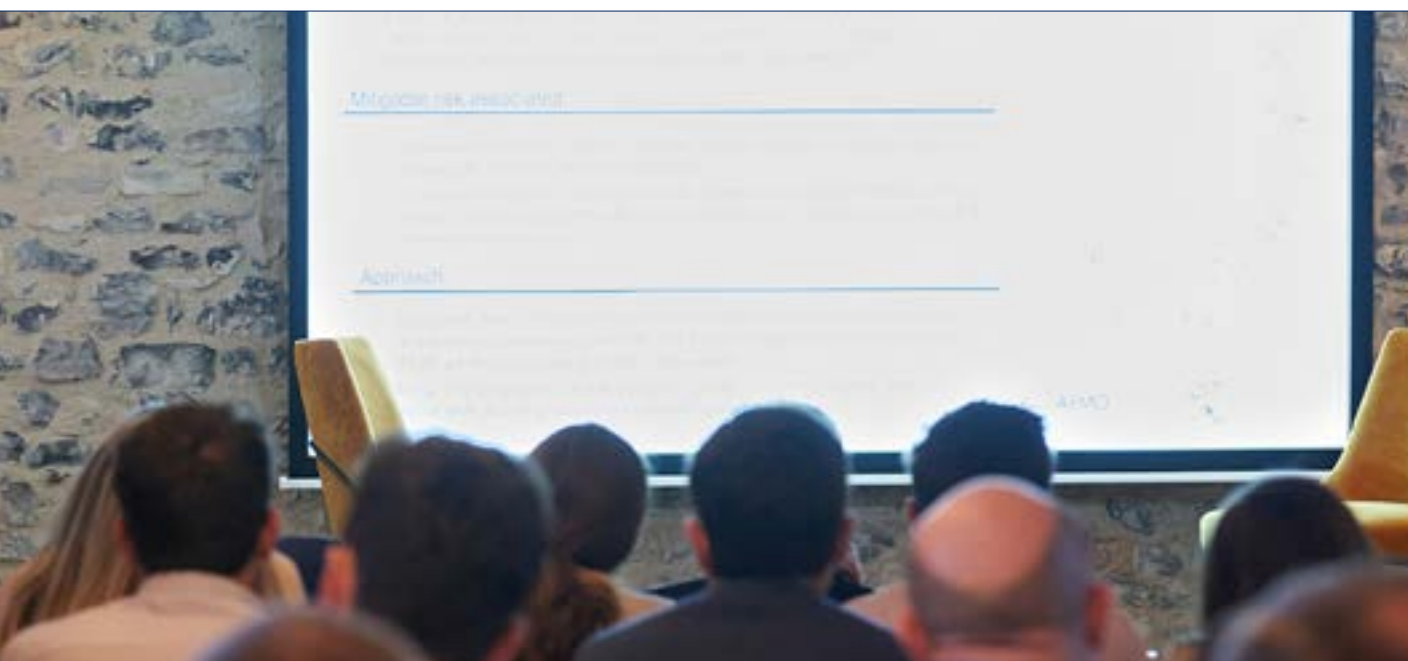
35
Âge moyen

33,7%
de femmes

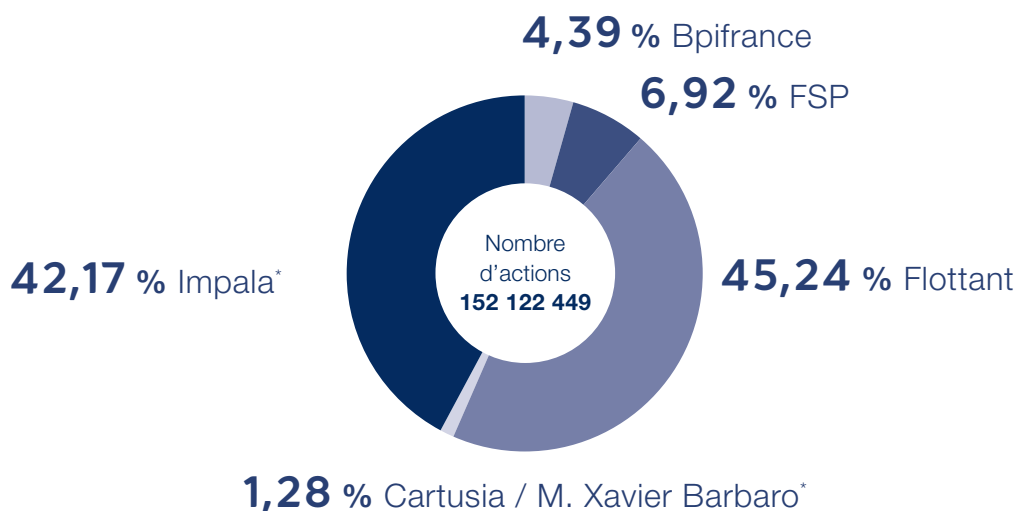
48
Nationalités

Chiffres au 31 décembre 2023





NOS ACTIONNAIRES AU 31 DÉCEMBRE 2023



* Impala et Cartusia agissent de concert.

Cartusia est un véhicule d'investissement long terme contrôlé par M. Xavier Barbaro et les membres de sa famille.

IMPALA

42,17 %

Impala, groupe détenu et dirigé par Jacques Veyrat et sa famille, investit dans des projets à fort potentiel de développement, dans différents secteurs d'activité et avec des niveaux de participation variables : l'Energie (détention de participations dans Neoen et Tag Energy), les Technologies (détention de participations dans Technoplus Industries, Edgyn, Inexto), les Cosmétiques (détention de participations dans Laboratoire Native propriétaire des marques Roger Gallet, Lierac et Phyto, dans Pharma and Beauty Group et dans Augustinus Bader), la culture, divertissement, mode (détention de participations dans Pullin, l'Exception, Rosa Bonheur et la Caserne), la finance (détention de participations dans Eiffel Investment Group et dans des projets de très forte croissance en Chine), l'immobilier et l'hôtellerie (des projets immobiliers résidentiels en région parisienne, au Luxembourg, en Espagne; un groupe hôtelier au Portugal et en France). Impala est un investisseur durable et de long terme.

FSP

6,92 %

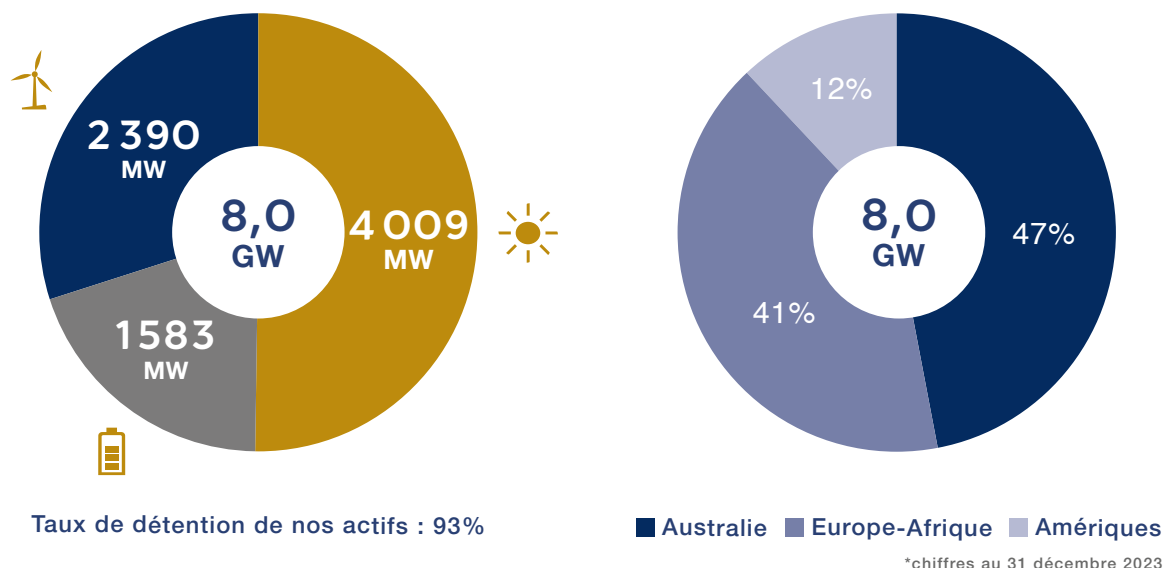
Le **Fonds Stratégique de Participations (FSP)** est une société d'investissement à capital variable enregistrée auprès de l'Autorité des Marchés Financiers, destinée à favoriser l'investissement de long terme en actions. L'objet du FSP est de prendre des participations qualifiées de « stratégiques » 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, BPCE Assurances et Suravenir. Au 31 décembre 2023, le FSP détenait dix participations dans le capital des sociétés Arkema, Seb, Eutelsat Group, Tikehau Capital, Elior Group, Neoen, Valeo, Believe, Soitec et Verkor. Le FSP continue l'étude d'opportunités d'investissement dans le capital de sociétés françaises. La gestion du FSP est déléguée à ISALT, 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.

bpi**france**

4,39 %

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 et voit dans les entreprises de ce secteur de véritables catalyseurs de compétitivité pour l'économie française qu'elle entend soutenir dans les prochaines années au travers de son plan climat.

CAPACITÉ EN OPÉRATION OU EN CONSTRUCTION*



+1,4 GW
De capacité en opération
ou en construction en 2023

48
Centrales
en construction

134
Centrales
en opération

RÉSULTATS FINANCIERS

524,4 M€
Chiffre d'affaires
2023

474,8 M€
EBITDA ajusté¹
2023

80,4 M€
Résultat net ajusté¹ de
l'ensemble consolidé 2023

**Bilan (M€)
au 31 décembre**

2022	2023
6 273,5	7 402,3

**Immobilisations corporelles (M€)
au 31 décembre**

2022	2023
4 566,9	5 423,5

**Dette nette consolidée (M€)
au 31 décembre**

2022	2023
2 464,6	2 680,0

¹ La définition et le calcul de ces agrégats sont détaillés à la section 2.1 « indicateurs alternatifs de performance » du présent document.



8 GW EN OPÉRATION OU EN CONSTRUCTION À FIN 2023

Fin 2023, Neoen détient 8 GW d'actifs en opération ou en construction, en croissance de plus de 20%. L'Australie est le premier pays de Neoen avec désormais 3,75 GW, suivi de la France (1,6 GW). Neoen a également franchi le cap du gigawatt dans les pays nordiques, cinq ans après avoir lancé la construction de son premier parc éolien en Finlande, et s'en approche dans les Amériques.

UNE TRÈS FORTE CROISSANCE DE NOTRE PORTEFEUILLE D'ACTIFS EN 2023

Cette année a vu la mise en service de près d'un gigawatt d'actifs, avec notamment l'entrée en opération du plus grand parc solaire de l'histoire de Neoen : Western Downs Solar Farm, en Australie (460 MWc). La capacité des actifs en opération de Neoen atteint désormais 5 GW. La construction de plus de 1,4 GW de parcs éoliens, solaires ou unités de stockage a été lancée dans 8 pays différents.



UNE ANNÉE RECORD AVEC 1,6 GW DE PROJETS SÉCURISÉS

Avec 1,6 GW de projets remportés en 2023 (1 340 MW en 2022), Neoen signe la plus forte croissance de son histoire. Le renforcement de ses équipes dans le monde, présentes localement au plus près des projets, et leur expertise, permettent à Neoen d'accélérer et d'assurer sa croissance future. Neoen a remporté en particulier un demi-gigawatt de nouveaux projets en France en 2023, près du double des années précédentes, et porte l'ambition de maintenir ce rythme dans le futur.



UNE AUGMENTATION DE CAPITAL RÉUSSIE POUR FINANCER NOTRE CROISSANCE

En mars, Neoen a réalisé avec succès une augmentation de capital de 750 M€. L'opération a bénéficié de la participation massive d'investisseurs déjà présents au capital, en particulier ses actionnaires historiques, comme celle de nouveaux investisseurs. Cette augmentation de capital a très significativement renforcé le bilan de Neoen, lui donnant les moyens d'atteindre une capacité installée de plus de 10 GW courant 2025.

UNE INTENSIFICATION DES INVESTISSEMENTS DANS LE STOCKAGE

Conformément à sa stratégie, Neoen a intensifié ses investissements dans le stockage en 2023 : sa capacité atteint désormais 1,6 GW / 3,1 GWh de batteries en opération ou en construction dans cinq pays et des projets en développement dans plus des deux tiers de ses pays. Par ailleurs, Collie Battery, dont la construction a été lancée en juin en Australie, est la première batterie longue durée de Neoen avec une capacité de 4 heures pour 219 MW. Elle illustre la volonté de Neoen d'allonger la durée de stockage de ses batteries afin d'étendre la palette des services à valeur ajoutée qu'elle propose.

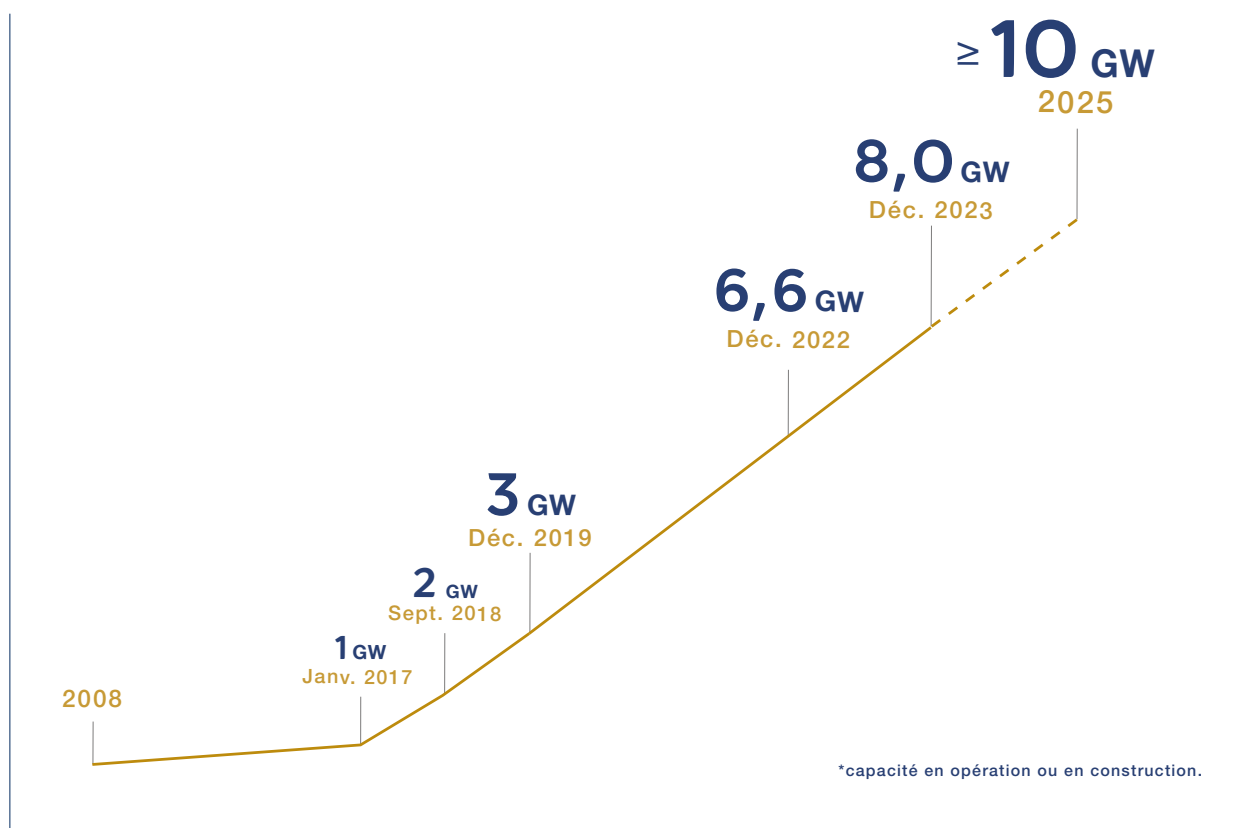


PREMIÈRES CENTRALES SOLAIRES EN CONSTRUCTION EN ITALIE ET EN SUÈDE

Moins de deux ans après le lancement de ses activités en Italie, Neoen a démarré la construction de ses trois premières centrales solaires dans le nord du pays. Avec plus de 50 projets en développement, Neoen affirme son ambition de devenir un acteur de référence en solaire et en stockage en Italie.

En Suède, où la société apporte déjà des solutions pour accélérer la transition énergétique avec ses parcs éoliens et ses batteries, Neoen a lancé en 2023 la construction de Hultsfred, 100 MWc, la plus grande centrale solaire du pays.

CAPACITÉ CIBLE À FIN 2025*


PERSPECTIVES² ET TENDANCES

Neoen prévoit pour l'année 2024 un EBITDA ajusté compris entre 530 et 560 millions d'euros³, soit une croissance annuelle à deux chiffres comme annoncé dans son plan stratégique, ainsi qu'un taux de marge d'EBITDA ajusté supérieur à 85%. Le Groupe confirme par ailleurs son ambition de voir son EBITDA ajusté dépasser 700 millions d'euros en 2025 et sa capacité totale en opération ou en construction atteindre 10 GW dans le courant de l'année 2025. L'ensemble des objectifs du Groupe tient compte de la meilleure estimation à date du calendrier d'exécution de ses projets et de sa vision actuelle de l'évolution des prix de marché.

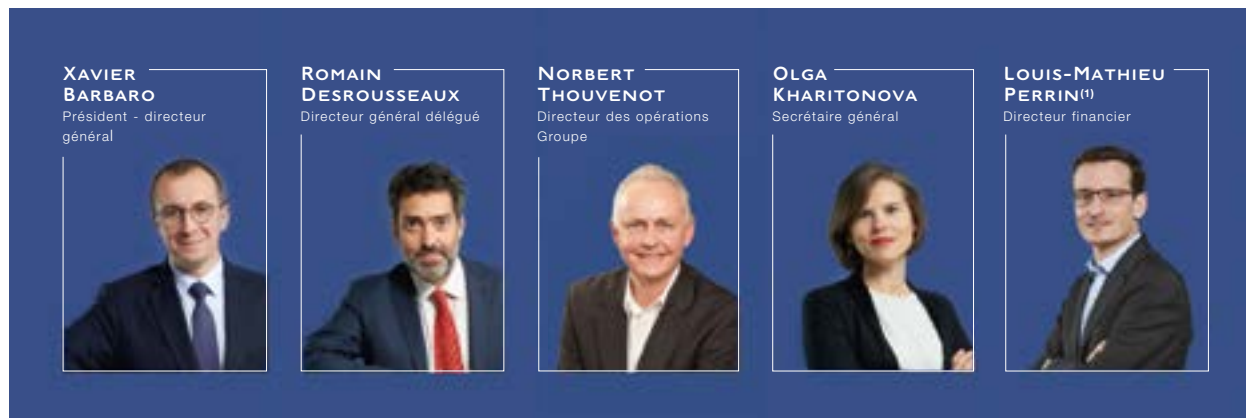
CALENDRIER FINANCIER 2024

2 mai 2024	●	Chiffre d'affaires du 1 ^{er} trimestre 2024 et données opérationnelles
14 mai 2024	●	Assemblée générale des actionnaires
25 juillet 2024	●	Résultats du premier semestre 2024
5 novembre 2024	●	Chiffre d'affaires des 9 premiers mois 2024 et données opérationnelles

² Ces perspectives ont été élaborées (i) conformément aux méthodes comptables appliquées aux informations financières historiques (se reporter aux notes 1 et 2 de la section 4.1 du présent document) et (ii) sur la base du périmètre de consolidation de Neoen à fin décembre 2023. La définition de l'EBITDA ajusté est identique à celle qui a été retenue à fin décembre 2023 (se reporter au paragraphe 2.1.1 du présent document).

³ Cette prévision d'EBITDA ajusté tient compte des produits nets de cessions de projets et d'actifs du portefeuille que le Groupe anticipe de réaliser dans le cadre de l'activité de *farm-down*, pour une contribution qui demeurera inférieure à 20% de l'EBITDA ajusté de l'exercice et 20% de la croissance annuelle du portefeuille sécurisé.

MANAGEMENT

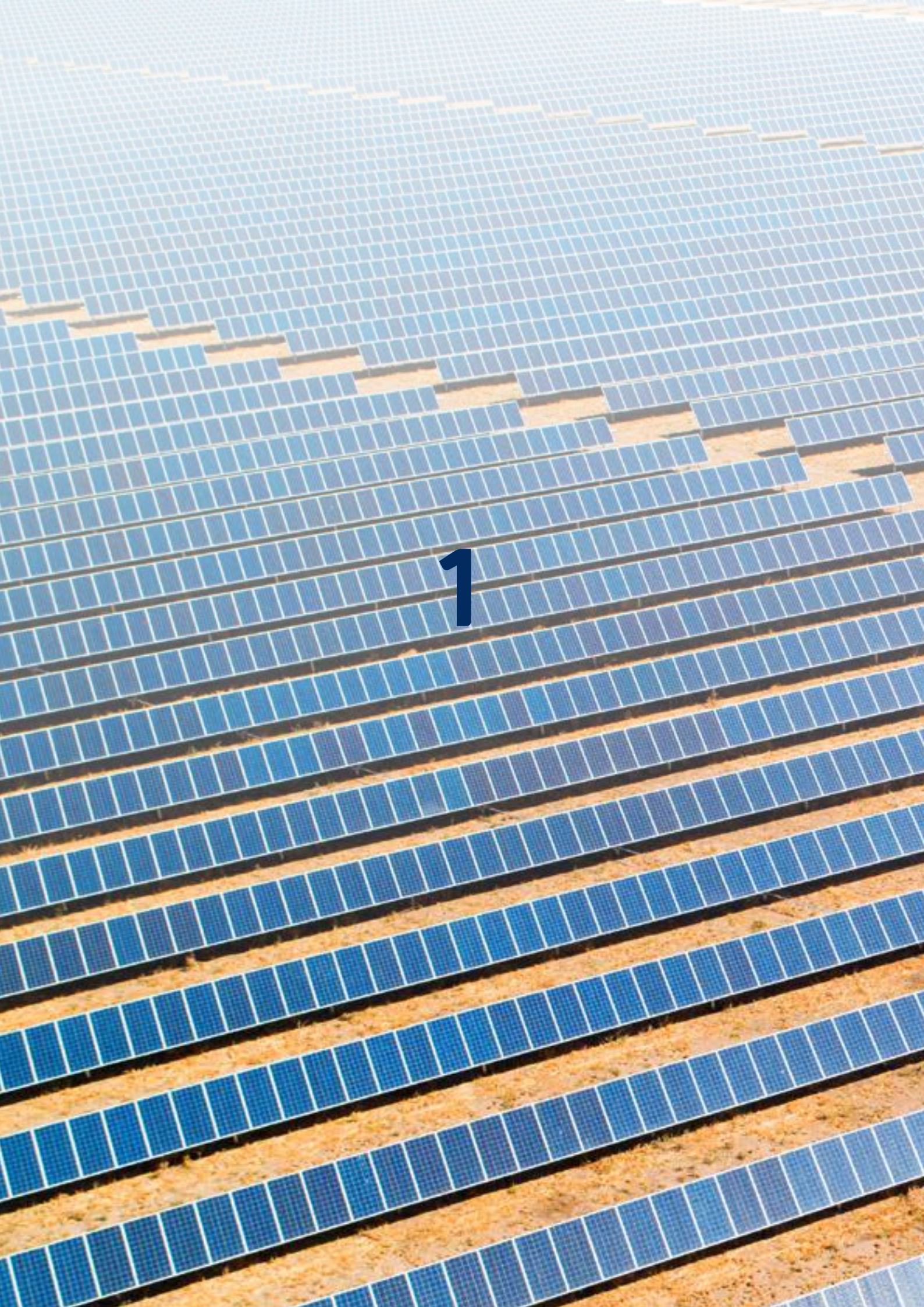


(1) Dans son communiqué du 28 février 2024, Neoen a annoncé la nomination d'Yves-Eric François en tant que directeur financier. Cette nomination prendra effet le 1^{er} avril 2024, date à laquelle il succédera à Louis-Mathieu Perrin.

CONSEIL D'ADMINISTRATION

XAVIER BARBARO Président - directeur général	HELEN LEE BOUYGUES Administrateur référent	Au 31 décembre 2023* 42 % Membres indépendants 42 % Membres féminins 48 ans Moyenne d'âge 100 % Taux de présence moyen *Statistiques 2023 établies sur la base des administrateurs, sans prise en compte du censeur.
FSP⁽²⁾ Représenté par Christophe Gégout Administrateur	SIXTO Représentée par Bertrand Dumazy Administrateur	
BPIFRANCE INVESTISSEMENT Représentée par Vanessa Giraud Administrateur	STÉPHANIE LEVAN Administrateur	
SIMON VEYRAT Administrateur	JACQUES VEYRAT Censeur	

(2) Fonds Stratégique de Participations.



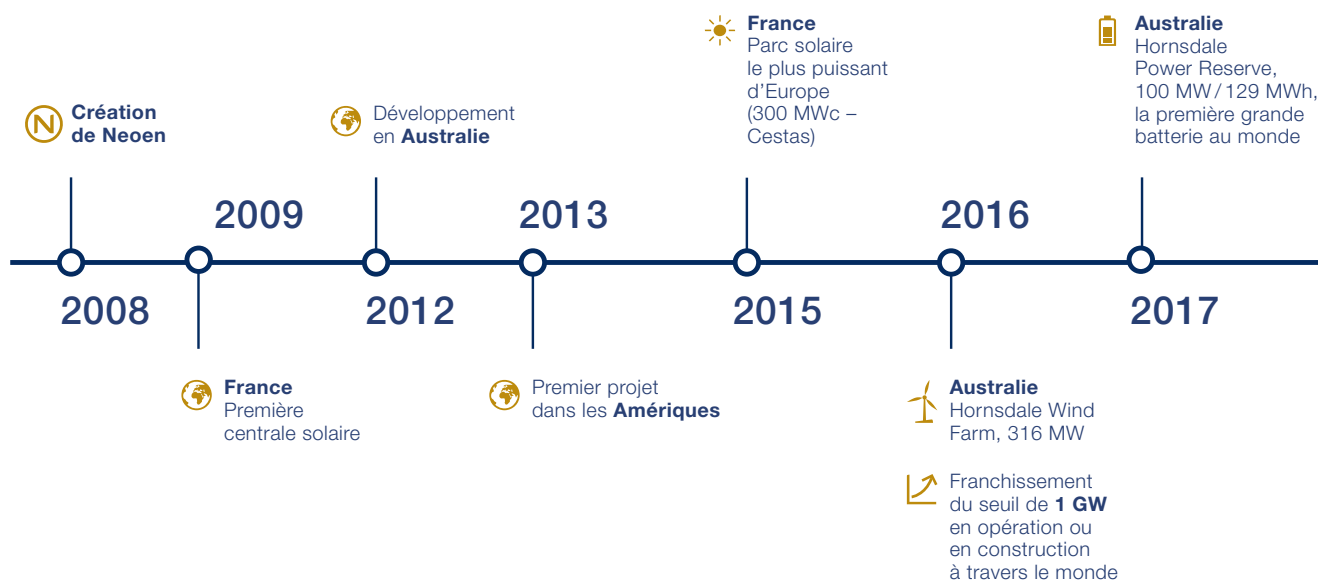
1

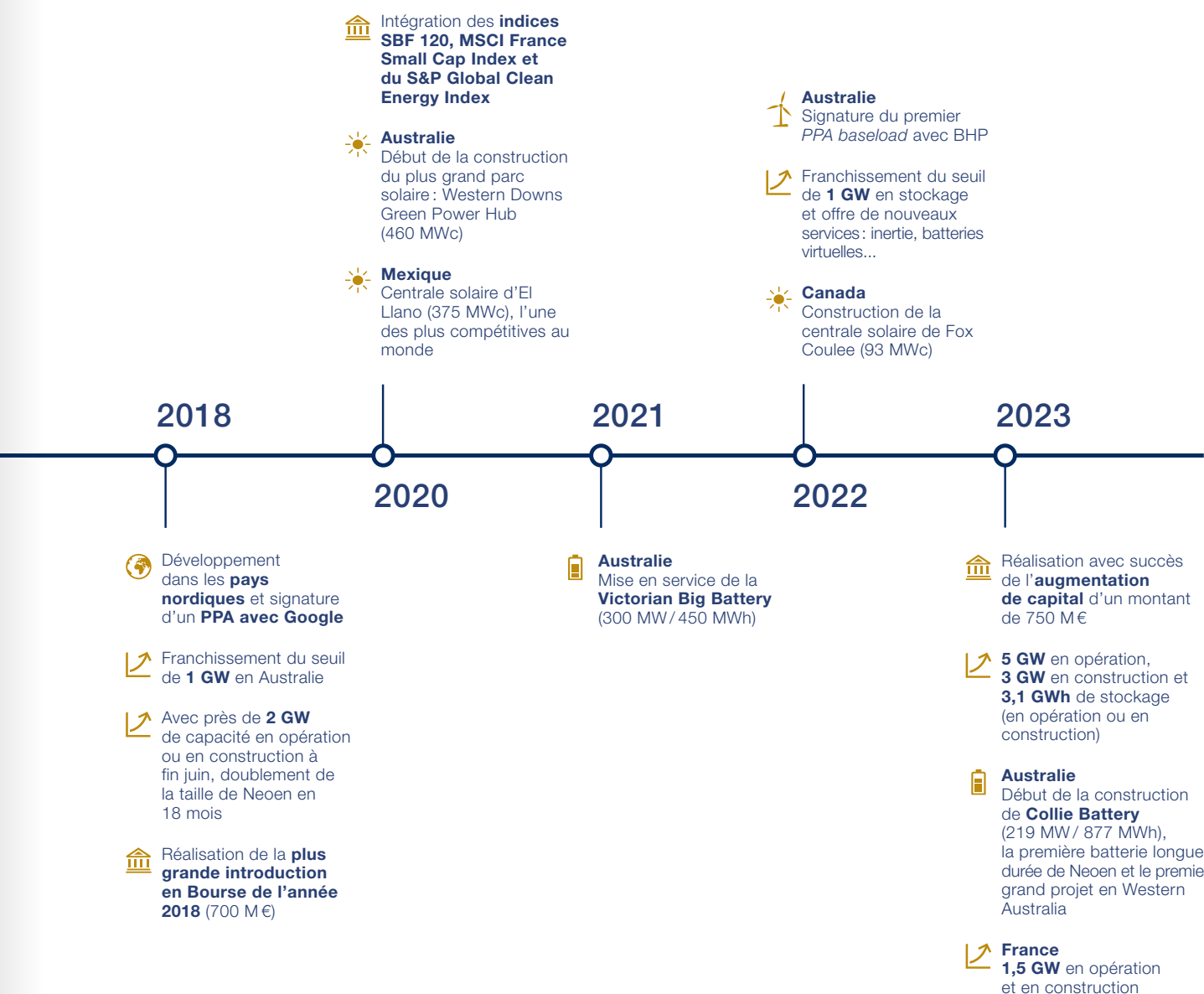
PRÉSENTATION

1.1	PRÉSENTATION GÉNÉRALE	18	1.3	DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE	26
1.1.1	Histoire et évolution du Groupe	18	1.3.1	Activités et chiffres clés	26
1.1.2	Stratégie	20	1.3.2	Secteurs opérationnels	28
1.2	DESCRIPTION DU MARCHÉ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	21	1.3.3	Marchés géographiques	32
1.2.1	Un marché mondial des énergies renouvelables en forte croissance	21	1.3.4	Clients, fournisseurs et contrats du Groupe	44
1.2.2	L'impact grandissant des solutions de stockage	22	1.4	PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE	47
1.2.3	Structure des marchés	23	1.4.1	Recherche et développement	47
1.2.4	Environnement concurrentiel	24	1.4.2	Éléments de droits de propriété intellectuelle	47
			1.4.3	Licences	47

1.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE

1.1.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DU GROUPE





1.1.2 STRATÉGIE

Notre vision

Le déploiement des énergies renouvelables est une évidence, car elles répondent à une triple urgence : écologique, économique et stratégique.

Seuls les énergéticiens spécialisés, indépendants, implantés localement et financièrement solides, apporteront les solutions les plus durables et les plus performantes pour accélérer 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 au 31 décembre 2023 dans 3 zones géographiques (Amériques, Europe-Afrique, Australie) à travers ses 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 solaire, éolien et stockage. En se renforçant dans ses géographies existantes, Neoen pourra bénéficier des ressources déjà présentes et de sa courbe d'expérience pour augmenter le nombre de ses projets et actifs, leur taille moyenne et leur compétitivité.

À horizon 2030, Neoen ambitionne d'être un leader local dans les pays dans lesquels il opère au sein de ces 3 zones géographiques.

Être un intégrateur d'énergie, spécialiste du solaire, de l'éolien et du stockage

Neoen dispose d'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 mieux maîtriser sa production. Neoen conçoit et propose ainsi des solutions énergétiques intégrées pour accélérer la transition énergétique.

En outre, Neoen ayant identifié le potentiel des batteries de grande taille pour son activité, sa stratégie s'articule autour d'une augmentation significative de ses investissements dans le secteur du stockage. En combinaison avec son expertise en *energy management*, Neoen a ainsi la capacité d'assurer une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelable dans le paysage énergétique d'une zone géographique et d'optimiser ses actifs présents et futurs afin d'enrichir la gamme de services à valeur ajoutée à destination de ses clients (*PPA baseload*...). À horizon 2030, Neoen ambitionne de s'appuyer sur son expertise en matière de stockage et d'*energy management* comme élément clef de différenciation vis-à-vis de ses concurrents.

Vendre notre énergie via différents canaux

Au-delà des contrats de vente d'électricité auprès des contreparties publiques et des distributeurs d'électricité, qui continuent d'offrir des perspectives de revenus solides pour Neoen dans plusieurs géographies (Australie, France et Italie notamment), le Groupe

prévoit de poursuivre la diversification de 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 portefeuille de projets dédiés, son équipe d'*Energy Management* et ses offres de contrats de ventes d'électricité sophistiqués qui peuvent s'appuyer sur son activité de stockage.

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 %¹ 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 de ses projets et actifs, en organisant leur construction, leur structuration financière, jusqu'à leur mise en opération puis en les exploitant.

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

Être l'actionnaire de long terme des actifs que nous avons développés

Le modèle de Neoen est avant tout de garder le contrôle des actifs qu'il a développés et d'en être l'actionnaire majoritaire, et souvent unique. 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 privés ou publics. 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*.

Mettre en œuvre une activité complémentaire de *farm-down*

Depuis 2021, Neoen procède de manière régulière mais sélective à la cession totale ou majoritaire de projets et d'actifs de son portefeuille (*farm-down*). Cette activité a vocation à être mise en œuvre dans la limite de 20 % du volume des projets remportés chaque année. Ces opérations de *farm-down* permettent de renforcer la capacité financière du Groupe et donc de contribuer au financement de la construction de nouveaux actifs. Neoen prévoit, dans la mesure du possible, de maintenir une détention minoritaire au sein des projets et actifs 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 et actifs.

Se financer principalement au niveau des actifs

Neoen se finance principalement par endettement au niveau des actifs et souscrit majoritairement une dette sans recours, à moyen ou 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.

Le Groupe considère que la mise en œuvre de cette stratégie devrait lui permettre d'envisager, à l'horizon 2030, d'atteindre une capacité totale en exploitation ou en construction d'au moins 20 GW.

¹ Ce seuil exclut les actifs vendant leur production sur les marchés *spots* préalablement à l'entrée en vigueur de leur *PPA* (phase dite d'*early generation*).

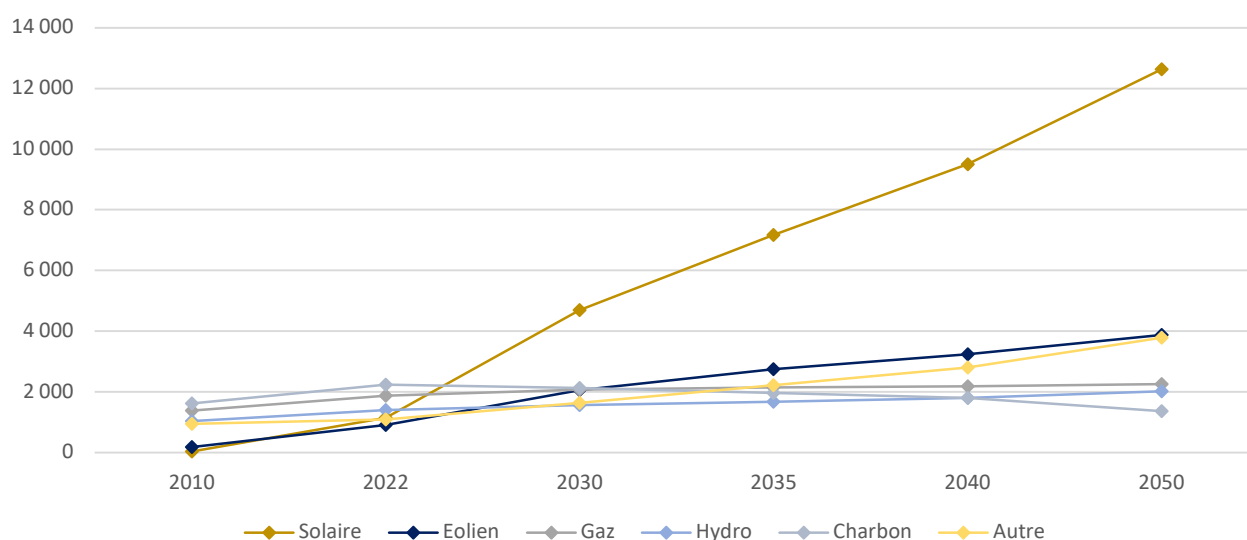
1.2 DESCRIPTION DU MARCHÉ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

1.2.1 UN MARCHÉ MONDIAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES 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, locale, et à des prix compétitifs.

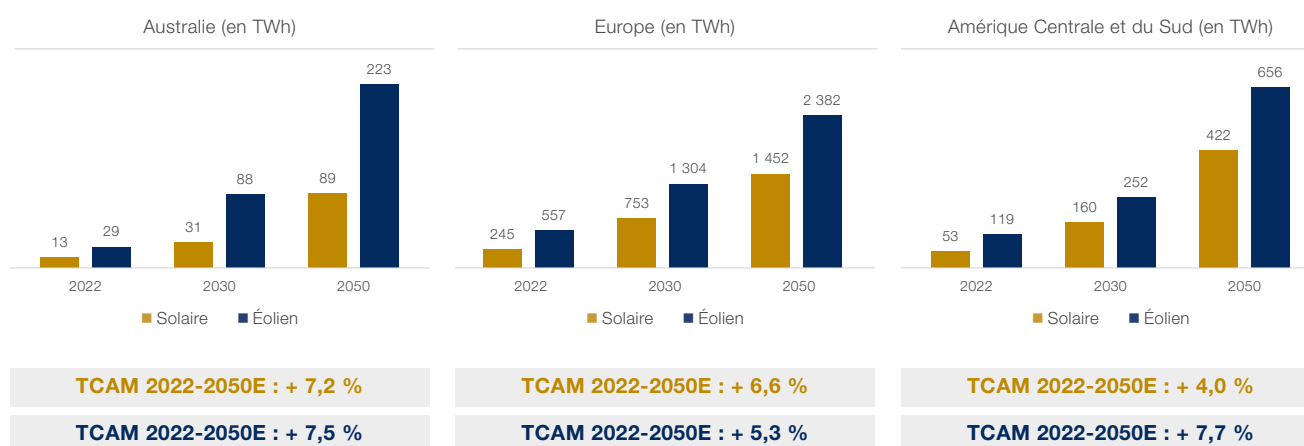
Dans son dernier *World Energy Outlook (2023)*, l'Agence internationale de l'énergie (IEA) estime que les capacités de production d'énergie, toutes sources confondues, devraient passer de 8,6 TW en 2022 à 26,0 TW en 2050, soit le triple. Parmi ces sources d'énergie, le solaire devrait connaître la plus forte progression, avec un taux de croissance annuel moyen proche de 9 % sur la période, suivi de l'éolien à plus de 5 %. Au sein de ces capacités de production, la part du solaire et de l'éolien devrait passer de 24 % environ en 2022 à 64 % en 2050.

Prévision de capacité de production d'électricité installée (en GW)



Source : International Energy Agency (2023), *World Energy Outlook 2023*, IEA, Paris.

Prévisions d'évolution de la production d'énergie renouvelable par zone géographique



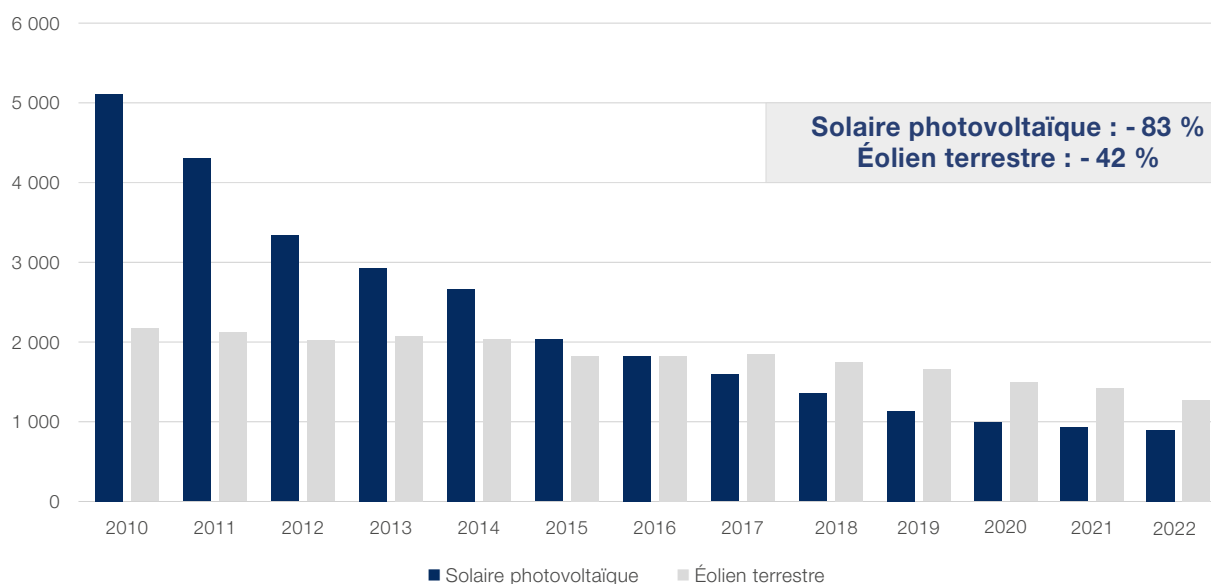
TCAM : Taux de Croissance Annuel Moyen.

Source : *World Energy Outlook 2023*, IEA & étude Baringa Australia NEM Reference Case projections & Australian Government.

L'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 États contre le réchauffement climatique, comme affiché dans le cadre des accords internationaux tels que l'accord de Paris. Or, l'énergie est un des domaines où la réduction des émissions de CO₂ est la 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 historiques du fait de facteurs technologiques et opérationnels.

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



Source : IRENA (2022), *Renewable Power Generation Costs in 2022*, 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, souveraine 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 par des démarches comme le « RE100 »² 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 2022, le marché des contrats de vente d'électricité avec des acheteurs privés (*corporate PPAs*) a représenté un volume de 36,7 GW, avec plus de 167 entreprises. Cela représente une augmentation de 18 % par rapport à 2021, et de 45 % par rapport à 2020 (Source : *BNEF's 1H 2023 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

² 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.

solaires et éoliennes quand cette production excède la demande sur le réseau et aurait normalement été « effacée » (*curtailement*).

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 2023, 42 GW/99 GWh de batteries étaient déployés. La capacité mondiale de stockage des batteries devrait être multipliée par 15 entre 2021 et 2030, avec 650 GW/1 877 GWh de batteries installées dans le monde d'ici 2030 selon le dernier rapport de recherche Bloomberg NEF (*BNEF*, 2023).

Les États-Unis et la Chine devraient représenter plus de la moitié des nouvelles installations de stockage mondiales d'ici 2030. Cependant, dans le contexte de crise énergétique, l'Europe poursuit le rattrapage de son retard et devrait représenter 24 % des capacités installées en 2030. Les politiques de soutien en faveur des énergies renouvelables, les engagements climatiques de la part des gouvernements et le besoin croissant en ressources flexibles sont les moteurs communs de cette croissance.

Dans ce contexte, le secteur rencontre toutefois quelques difficultés qui pourraient ralentir la tendance à court terme. Les problèmes ponctuels d'approvisionnement, l'inflation, la hausse des coûts de transport et des prix des matières premières ont impacté les coûts d'installation des solutions de stockage au cours des années 2022 et 2023. Cependant, la pénétration croissante des énergies renouvelables fait du stockage d'énergie une ressource flexible et incontournable de nombreux systèmes électriques.

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. Pour plus de détails, se reporter au paragraphe 1.3.2.3 « stockage d'énergie ».

1.2.3 STRUCTURE DES MARCHÉS

1.2.3.1 MODALITÉS DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ

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 paragraphes 1.3.4.1 « clients du Groupe » et 1.3.4.2 « contrats de vente de l'électricité » du présent document.

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 de production 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. 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 pour l'éolien et le solaire, et de 7 à 15 ans pour les batteries. Dans certains cas, en nombre limité, ces contrats peuvent être plus courts, sans être inférieurs à une durée de 5 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. Dans certains cas, en nombre limité, des contrats peuvent prévoir des engagements de volumes minimum qui doivent être délivrés sur une période donnée. En outre, certains clients sollicitent désormais des contrats de vente d'électricité en continu (*baseload contracts*), dans le cadre desquels sont pris des engagements de fourniture 24h/24 et 7j/7.

Les contrats de vente ne sont, en règle générale, pas indexés sur les prix du pétrole ou du gaz, mais peuvent être indexés totalement ou partiellement sur l'inflation. Ils peuvent également contenir une protection partielle ou totale contre les variations des taux de change dans les pays émergents.

Les producteurs peuvent compléter les revenus qu'ils tirent des contrats ci-dessus par des ventes d'électricité sur les marchés *spot*. Ces ventes peuvent aussi être réalisées au moyen de contrats ou de couvertures physiques, ou financières, à court terme.

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.

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 ou les Garanties d'origines (GO) en Europe ;
- une rémunération sous forme de contrat d'engagement de service ou de disponibilité 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 (Revenu d'arbitrage).

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 MARCHÉS

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. Par ailleurs, les ventes sur les marchés *spot*, ou les couvertures court terme, 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 l'Australie, la France 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 donc améliorer le profil financier de l'actif entre la mise en service de la centrale et l'entrée en vigueur du contrat de vente d'électricité. En outre, certains actifs peuvent fournir des services rémunérés de capacité ou de la régulation de fréquence pour compléter la vente d'électricité.

Développement de l'activité de stockage. Les progrès technologiques et la baisse à long terme 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 à long terme des coûts de capex, alliée 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. Les événements des années 2022 (augmentation des coûts

post covid et des prix de l'électricité dans un contexte de crise énergétique en Europe) et 2023 (hausse forte des taux d'intérêts) n'ont pas fondamentalement modifié ce mouvement de fond même si le prix unitaire de l'électricité renouvelable a été amené à augmenter tout particulièrement au cours de l'hiver 2022-2023.

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 des investisseurs pour la détention de portefeuilles d'actifs renouvelables.

Ainsi, des distributeurs et fournisseurs 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 OX2 et des acteurs de petite taille opérant localement, dont la proportion tend à se réduire. Par ailleurs, une nouvelle catégorie de *pure player* solaires prend de l'essor comme Solaria. Enfin, des entreprises énergétiques de premier plan, telles que Engie ou TotalEnergies, 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 comme Squadron Energy en Australie.

Neoen est un des principaux producteurs indépendants d'énergie exclusivement renouvelable dans les pays dans lesquels le Groupe est implanté ou a l'intention de le devenir dans les prochaines années. Neoen est ainsi le premier producteur indépendant français d'énergies exclusivement renouvelables. Il est également le premier énergéticien renouvelable en Australie.

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 prévus, 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 pour 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)
Australie	Énergie éolienne et solaire 2023	Neoen	1 454
		Tilt	1 296
		Iberdrola	1 187
		Goldwind	1 152
		Palisade	1 141
France	Énergie éolienne et solaire 2023	Engie	4 618 ⁽¹⁾
		EDF Renouvelables	2 836 ⁽²⁾
		Total Energies	1 600 ⁽¹⁾
		Neoen	1 306
		Boralex	1 232
Finlande	Énergie éolienne 2023	Taaleri Energia	681
		Ilmatar	644
		Neoen	555
		EPV Tuulivoima	452
		Exilion	380
Suède	Énergie éolienne, solaire et activité de stockage 2023	Vattendall	748 ⁽¹⁾
		Svevind	678
		Vasa Wind	600
Salvador	Énergie éolienne, solaire et activité de stockage 2023	Neoen	255
		BOSFORO (AES partnership)	140
		Real Infrastructure	74
		Aristos Energy	56
		Ventus	54
Mexique	Énergie éolienne et solaire 2023	Acciona Energia	1 500 ⁽¹⁾
		Iberdrola	1 232 ⁽¹⁾
		Enel	1 165 ⁽¹⁾
		IEnova (Sempra)	936
		Engie	848 ⁽¹⁾
		EDF	782
		Atlas	430
		Neoen	375

(1) Données au premier semestre 2023.

(2) Données au 31/12/2022.

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

1.3 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

1.3.1 ACTIVITÉS ET CHIFFRES CLÉS

L'activité du Groupe se concentre sur la production d'énergie solaire et éolienne, ainsi que sur le développement de solution de stockage d'énergie. Depuis 2021, Neoen procède de manière régulière mais sélective à la cession totale ou majoritaire de projets et d'actifs de son portefeuille (*farm-down*), 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. Au 31 décembre 2023, le Groupe comptait 439 collaborateurs. L'activité se déploie sur 4 continents.



Ce secteur d'activité tel que reporté dans nos chiffres financiers comprend uniquement les centrales de stockage indépendantes qui sont directement raccordées au réseau (par opposition aux solutions de stockage *behind the meter* dont l'action est couplée, en amont du réseau, à l'activité de production d'énergie de centrales solaires ou éoliennes). Au 31 décembre 2023, le Groupe disposait de 19 installations de stockage en opération ou en construction, d'une capacité cumulée de 1 582 MW pour 3 127 MWh de capacité de stockage.

Chiffre d'affaires
En millions d'euros

91,6



2022

57,1



2023

EBITDA ajusté⁽¹⁾
En millions d'euros

68,1



2022

53,7



2023



Le Groupe développe et opère des installations photovoltaïques dans de nombreux pays, dont la centrale de Cestas, qui est la plus puissante installation photovoltaïque de France. Au 31 décembre 2023, le Groupe disposait de 100 installations solaires en opération ou en construction d'une capacité cumulée de 4 009 MWc.

Chiffre d'affaires
En millions d'euros

194,1



2022

213,7



2023

EBITDA ajusté⁽¹⁾
En millions d'euros

181,6



2022

208,8

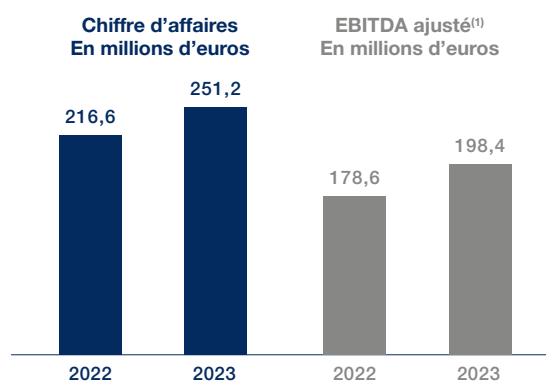


2023

(1) La notion d'EBITDA ajusté est définie au paragraphe 2.1.1 du présent document.



Le Groupe opère des parcs éoliens situés à ce jour en Australie, en Irlande, en Finlande, en France et en Suède. Au 31 décembre 2023, le Groupe disposait de 61 parcs éoliens en opération ou en construction, d'une capacité cumulée de 2 390 MW.



La construction de la centrale de Metoro (41 MWc) est suspendue de façon permanente, et l'actif est en cours de cession.

1.3.2 SECTEURS OPÉRATIONNELS

1.3.2.1 INFORMATIONS FINANCIÈRES ET OPÉRATIONNELLES CLÉS

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 2023 :

Activité	Zone géographique	Nombre d'installations en opération au 31.12.2023	Capacité des installations en opération (en MW)	Disponibilité moyenne des installations en opération en 2023	Production des installations en opération en 2023 (en GWh)	Nombre d'installations en construction au 31.12.2023	Capacité des installations en construction (en MW)
Solaire	Europe-Afrique	57	925	99,0%	734	28	768
	Australie	6	908	98,1%	1 368	1	440
	Amériques	7	875	85,4%	1 670	1	93
Éolien	Europe-Afrique	48	1 061	92,5%	2 052	6	240
	Australie	5	678	97,3%	1 712	2	412
	Amériques	0	0	N/A	N/A	0	0
Stockage	Europe-Afrique	4	52	N/A	N/A	3	203
	Australie	4	470	N/A	N/A	6	844
	Amériques	3	14	N/A	N/A	0	0
TOTAL		134	4 983	93,4%	7 536	48	3 000

1.3.2.2 PLANIFICATION ET DÉVELOPPEMENT DES PROJETS SOLAIRES ET ÉOLIENS

(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, via des collaborateurs ou des partenaires. 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 effectue 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, celle-ci 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 la structuration financière et industrielle du projet.

(ii) Participation aux procédures d'appel d'offres ou recherche de PPAs privés

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.

Le Groupe travaille de plus en plus avec des acheteurs privés, dans le cadre d'appels d'offres ou de gré à gré, et considère ceux-ci comme une opportunité prometteuse pour l'avenir. Pour de plus amples détails au sujet des différents types de contrats de vente d'électricité conclus par le Groupe, se

reporter au paragraphe 1.3.4.2 « contrats de vente d'électricité » du présent document.

Dans certains cas, en nombre très limité, le Groupe peut être amené à décider d'initier la réalisation d'une centrale éolienne ou photovoltaïque ou encore d'une installation de stockage sans contrat de vente préalable, dès lors que les perspectives de ventes sur les marchés *spot* offertes par les marchés locaux concernés sont suffisamment importantes, et ce dans le respect d'une limite de 20 % de sa capacité en opération totale hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux.

(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 solution de commercialisation de l'électricité a été définie. 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 certains permis principaux soient obtenus préalablement aux discussions sur les *PPAs*, d'autres permis secondaires arrivent juste avant le début des travaux) ;
- la réalisation d'études de connexion pour comprendre les conditions de raccordement 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 les prêteurs et le *closing* financier) dépend du marché dans lequel il a vocation à être construit. 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 ses revenus initiaux. 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 matériels nécessaires et l'attribution d'une procédure d'appel d'offres ou la signature d'un *power purchase agreement (PPA)*. Dans certains cas, en nombre très limité, le Groupe peut néanmoins décider d'initier la construction sans contrat de vente préalable. 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 de l'actif, 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.

(v) Farm-Down de projets et d'actifs

Depuis 2021, Neoen procède, de manière régulière mais sélective à la cession totale ou majoritaire de projets et d'actifs de son portefeuille (*farm-down*), dans la limite de 20 % du volume des projets remportés chaque année. Ces opérations de *farm-down* permettent de renforcer la capacité financière du Groupe et donc de contribuer au financement de la construction de nouveaux actifs. Neoen prévoit, dans la mesure du possible, de maintenir une détention minoritaire au sein des projets et actifs 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 et actifs.

Après avoir cédé quatre centrales solaires en opération et deux parcs éoliens en construction en France en 2021, Neoen a cédé 95 % de ses parts dans le parc éolien en opération de Saint-Sauvant en France en 2022. En 2023, le Groupe a notamment cédé 100 % de la centrale solaire de Cabrela au Portugal, et plusieurs centrales solaires en France. Pour plus de détail, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.4.1.3 « opérations de *farm-down* » du présent document.

(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 contenant des garanties contractuelles et des paiements compensatoires en cas de défauts. 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-arrangées activables à la main du Groupe.

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 ont été réalisés : - immobilier : signature d'une promesse de bail, de vente ou lauréat d'une autorisation d'occupation temporaire sur un terrain appartenant à l'État ; - accès au réseau : raccordement préliminaire au réseau confirmé ; - technique : lancement des études environnementales.
Projets en phase <i>tender-ready</i>	Projets pour lesquels les éléments suivants ont été réalisés : - un permis de construire a été obtenu, une solution de raccordement au réseau a été confirmée et toutes les conditions préalables à la signature d'un contrat de vente d'électricité sont remplies, dans un pays qui : - dispose d'un programme de développement des énergies renouvelables par le biais de procédures d'appel d'offres récurrentes ; ou - présente un marché liquide de contrats de vente d'électricité auprès d'entreprises privées. 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 : - la dynamique de marché des énergies renouvelables du pays concerné reste inchangée ; et - 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>	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 <i>EPC</i> , ainsi que les négociations relatives au financement du projet, sont généralement avancées à ce stade.
Actifs en phase «en construction»	Pour ces actifs, l'instruction de procéder à la construction (<i>notice to proceed</i>) a été notifiée au prestataire <i>EPC</i> . L'actif restera dans cette catégorie jusqu'à son passage en opération conformément aux exigences précisées ci-dessous.
Actifs en phase «en opération»	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 <i>EPC</i> peuvent être encore en cours jusqu'à la date de réception <i>provisoire</i> . Les projets en phase <i>awarded</i> , les actifs en construction et les actifs en opération forment le <i>secured portfolio</i> .

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

1.3.2.3 STOCKAGE D'ÉNERGIE

Le stockage d'énergie occupe une place importante au sein des activités du Groupe. 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 que d'un moyen de fournir des services à part entière, source de revenus indépendants. Le Groupe estime qu'à l'avenir, le stockage d'énergie va continuer de se développer fortement, pour devenir un élément essentiel des réseaux électriques, complémentaire aux installations de production d'énergies renouvelables.

Neoen est l'un des leaders mondiaux du stockage. À fin décembre 2023, le Groupe possède 1,5 GW/3 GWh de batteries en construction ou en opération, directement raccordées au réseau pour la plupart d'entre elles, dont les suivantes sont déjà en service :

- en Australie, Hornsdale Power Reserve (150 MW / 193,5 MWh) et Victorian Big Battery (300 MW / 450 MWh), qui figurent parmi les plus grandes batteries au monde,

- Azur Stockage, Antugnac Stockage et Pod Tredan en France, pour une puissance combinée de 22 MW / 22, 6 MWh,
- et Yllikkälä Power Reserve (30 MW / 30 MWh), qui est la première batterie indépendante et de grande capacité à être raccordée au réseau finlandais,
- à cela s'ajoutent des batteries couplées respectivement à la centrale éolienne de Bulgana en Australie (20 MW / 34 MWh) et aux centrales solaires de Capella et Providencia au Salvador.

En outre, Neoen a lancé la construction de batteries suivantes :

- Capital Battery (117 MW / 234 MWh), Blyth Battery (238 MW / 477 MWh), Western Downs Battery (270 MW / 540 MWh) et Collie Battery (219 MW / 877 MWh), première batterie d'une durée de 4h du Groupe, en Australie,
- Støren Power Reserve (52 MW / 52 MWh) et Isbillen Power Reserve (93,9 MW / 93,9 MWh), ses deux premières batteries en Suède,
- ainsi que Yllikkälä Power Reserve Two (56 MW / 113 MWh) en Finlande, la plus grande batterie des pays nordiques.

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

Les installations de stockage d'énergie sont donc rapidement devenues pour Neoen une priorité, également du fait des synergies importantes existantes entre les installations de stockage d'énergie et les activités solaires et éoliennes du Groupe (activités communes de développement : gestionnaires de réseaux, administrations...).

Comme pour les autres activités de Neoen, le Groupe a établi des partenariats clés avec des fournisseurs et des intégrateurs de premier plan, tout en préservant son indépendance opérationnelle et industrielle. En outre, Neoen a renforcé son expertise en gestion de l'énergie grâce à son équipe *Energy Management*, principalement sur les marchés australiens et européens, afin d'optimiser l'exploitation de ses actifs de stockage sur plusieurs marchés géographiques.

La signature du premier contrat *baseload* avec le groupe minier australien BHP en 2022 a démontré la capacité de Neoen à intégrer harmonieusement ses actifs (solaire, éolien et stockage, couplé à son expertise d'*Energy Management*) dans une offre globale, optimisant leur valeur.

En 2023, le Groupe a confirmé qu'il allait intensifier ses investissements dans le stockage, et allonger la durée de stockage des nouvelles batteries (2 heures), afin de diversifier sa gamme de services à valeur ajoutée.

(ii) 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.

Les batteries raccordées aux réseaux 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)* ou en Europe *Frequency containment reserves (FCR)* se décline sous plusieurs formes :

- réserve primaire. Le gestionnaire du réseau indique en permanence (par exemple, toutes les quatre secondes) aux fournisseurs de réserve, les augmentations ou diminutions requises dans la production d'électricité afin d'atteindre ou de maintenir une fréquence adéquate ;

- réserve secondaire. Le réseau électrique fournit un signal aux différents fournisseurs de réserve afin qu'ils modifient la production de leur centrale en injectant de l'électricité dans le réseau ou en absorbant l'électricité afin de corriger le déséquilibre.

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.

(iii) 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.

Le Groupe a ainsi testé et déployé avec succès le Virtual Machine Mode de Tesla (VMM) sur son site de Hornsdale Power Reserve (HPR), la deuxième plus grande batterie lithium-ion d'Australie d'une puissance de 150 MW / 193,5 MWh. HPR ayant obtenu l'autorisation de l'AEMO, ses onduleurs de type *grid-forming* (capables de générer leur propre consigne de tension et de fréquence) ont commencé à fournir des services d'inertie au réseau d'Australie-Méridionale. Cette initiative a bénéficié d'un soutien du gouvernement d'Australie-Méridionale, ainsi que celui de l'*Australian Renewable Energy Agency (ARENA)*.

(iv) 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 imprévu d'une centrale de production ou la rupture d'une 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, la batterie de Collie en Western Australia a gagné un contrat de capacité (NCESS) en juin 2023 suite à un appel d'offres gouvernemental.

(v) 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) ; cette activité d'arbitrage constitue une source de revenus complémentaire pour les batteries.

Cette opération peut être répétée régulièrement, dès que les prix atteignent une volatilité suffisante.

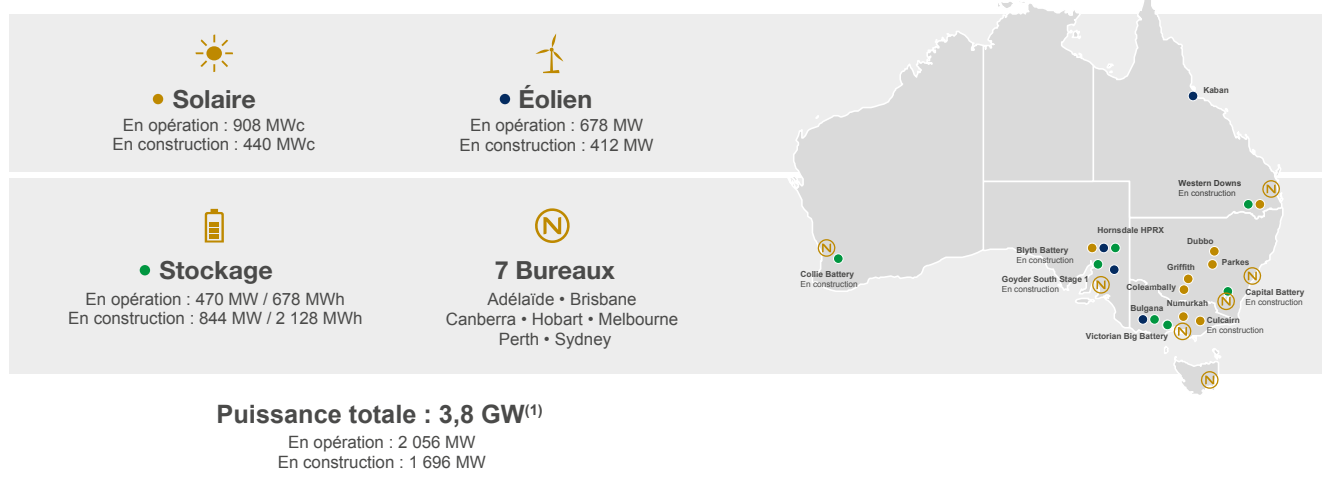
Cette activité d'arbitrage est amenée à se développer fortement dans les prochaines années, au fur et à mesure que les énergies renouvelables vont se développer. Pour ces raisons, le Groupe estime que la technique du *load shifting* présente un potentiel de croissance important pour le secteur du stockage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

1.3.3 MARCHÉS GÉOGRAPHIQUES

À la date du présent document, le Groupe est présent dans trois régions et plus de 15 pays. 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.

Les marchés nationaux au sein desquels le Groupe possède des actifs en opération ou en construction 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, notamment en ce qui concerne les trajectoires des pays et leurs politiques en matière d'énergies renouvelables.

1.3.3.1 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 2023, le portefeuille d'actifs en opération ou en construction du Groupe en Australie était composé de :

- 7 actifs éoliens pour 1 090 MW en opération ou en construction ;
- 7 actifs solaires pour 1 348 MWc en opération ou en construction ;
- 10 actifs de stockage pour 1 314 MW/2 805 MWh en opération ou en construction ;
- 7 bureaux situés à Sydney, Canberra, Adélaïde, Brisbane, Perth, Hobart et Melbourne, et un total de 98 collaborateurs.

Les installations de stockage d'énergie de Hornsdale Power Reserve et de la Victorian Big Battery sont gérées 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 43 % d'ici à 2030 par rapport à leur niveau de 2005, et à devenir « net zero » à horizon 2050. Dans le cadre de cet engagement, le gouvernement fédéral a annoncé l'objectif d'augmentation de la part des énergies renouvelables de 37 % actuellement à 82 % d'ici 2030.

Cet objectif est soutenu par plusieurs politiques au niveau fédéral, avec notamment l'expansion récente du *Capacity Investment Scheme* (CIS) visant à ajouter 32 GW de nouvelles capacités renouvelables via des appels d'offres biannuels à partir d'avril 2024. Ce volume équivaut environ à la moitié de la capacité actuellement installée, et comprends 23 GW de nouvelles capacités solaires et éoliennes, ainsi que 9 GW de capacité de « *firming renewables* ». En garantissant un revenu minimum et maximum, le gouvernement offre ainsi une plus grande certitude aux projets retenus dans le cadre des appels d'offres du CIS.

Le développement des énergies renouvelables est également encouragé par le programme *Renewable Energy Target* (RET), qui attribue des certificats verts (*large-scale generation certificates, LGCs*) pour chaque unité d'électricité produite jusqu'en 2030, et contraint les gros consommateurs d'énergie à les acheter. Le RET prévoit la production de 33 TWh supplémentaires d'électricité verte par an. Par ailleurs, le gouvernement a récemment adopté un objectif de réduction des émissions dans ses objectifs nationaux en matière d'électricité, et a lancé un fonds de 20 milliards de dollars australiens intitulé « *Rewiring the Nation* » pour investir dans le réseau électrique.

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 5 GW de centrales à charbon devraient être démantelées puis près de 8 GW supplémentaires d'ici 2035. 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.

Ainsi, l'État de Canberra a atteint 100 % d'énergies renouvelables en 2020, l'État de Victoria vise un objectif de 65 % à horizon 2030 et 95 % d'ici 2035, l'État du Queensland de 50 % en 2030, l'État de South Australia de 100 % d'ici 2030 et enfin l'État de Nouvelle-Galles du Sud de 46 % pour 2030 ainsi qu'une réduction de 50 % de ses émissions.

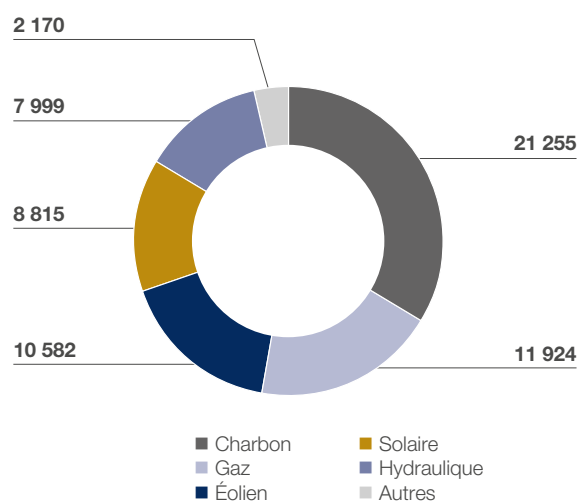
En vue d'atteindre ces objectifs, les États ont initié le lancement de leurs propres appels d'offres, avec notamment, en 2023 :

- État du Queensland : poursuite de plusieurs appels d'offre par CleanCo, Stanwell et CS Energy suite au lancement d'un fonds de 2,0 milliards de dollars australiens dédié aux investissements liés à la transition énergétique ;
- État de Nouvelle-Galles du Sud : des appels d'offres pour 930 MW d'énergie renouvelables, supportés par le *Capacity Investment Scheme* (CIS), en plus de 950 MW de production et 550 MW de stockage longue durée ;
- États de South Australia et Victoria : un appel d'offres soutenu par le *Capacity Investment Scheme* (CIS) pour 600 MW d'énergies renouvelables et de stockage à répartir en South Australia et Victoria.

Capacités de production électrique

En novembre 2023, la capacité électrique installée sur le NEM, était d'environ 62,7 GW, comprenant des capacités de charbon (21,3 GW), de gaz (11,9 GW), hydrauliques (8,0 GW), éoliennes (10,6 GW), solaires (8,8 GW) et autres (2,2 GW).

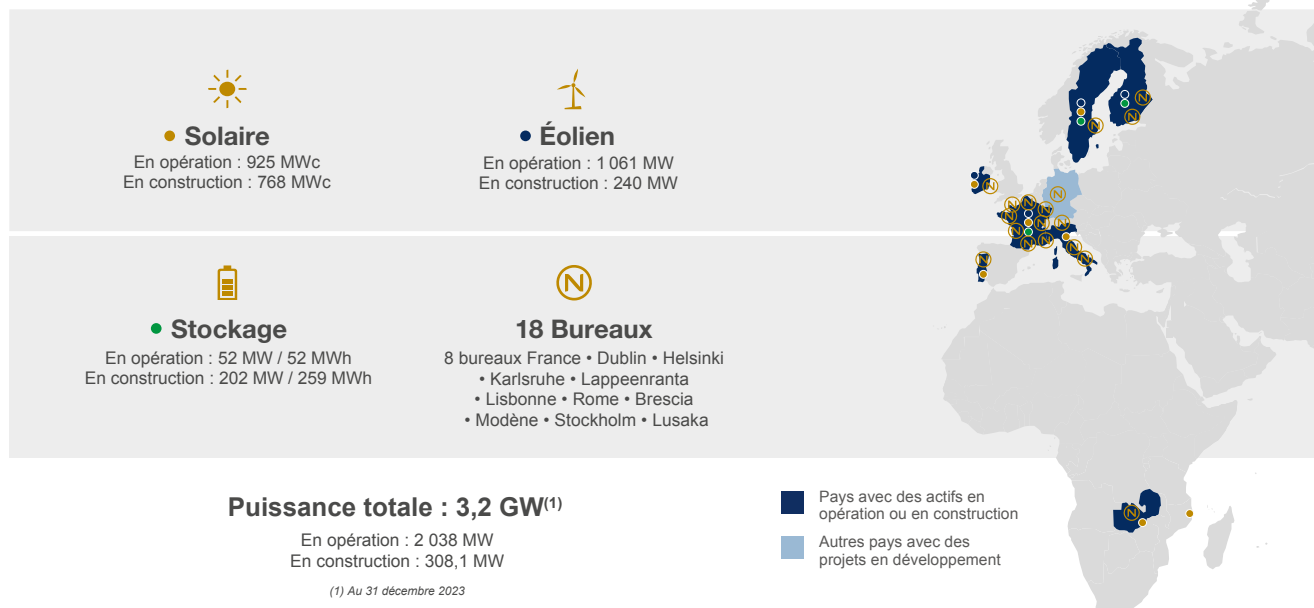
Capacité installée par technologie (en MW)



Source : AEMO (Données octobre 2023)

À horizon 2030, les unités éoliennes et solaires devraient respectivement représenter 28,9 GW et 13,6 GWc de capacités installées, soit un accroissement de 19,2 GW et 7,5 GWc par rapport à 2022 (Source : Baringa, Q3, 2023).

1.3.3.2 EUROPE-AFRIQUE



La construction de la centrale de Metoro (41 MWc) est suspendue de façon permanente, et l'actif est en cours de cession.

A. PRINCIPAUX MARCHÉS NATIONAUX

France ■ ■

Neoen a été créé en France en 2008, et est aujourd'hui le premier producteur français indépendant d'énergies exclusivement renouvelables. Au 31 décembre 2023, le portefeuille d'actifs en opération ou en construction du Groupe en France était composé de :

- 37 actifs éoliens pour 503 MW en opération ou en construction ;
- 70 actifs solaires pour 1090 MWc en opération ou en construction ;
- 3 actifs de stockage pour 22 MW/22 MWh en opération ou en construction ;
- 8 bureaux, situés à Aix-en-Provence, Bordeaux, Lyon, Nantes, Nancy, Paris, Rennes et Toulouse pour un total de 202 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. Dans le système du *feed-in tariff*, l'électricité est vendue directement à EDF OA qui assure la gestion des contrats d'achat d'énergie, dans le cadre réglementaire de l'obligation

d'achat. Dans le mécanisme du complément de rémunération, le Groupe vend l'électricité sur le marché par l'intermédiaire d'un agrégateur et conclut avec EDF OA un contrat de vente d'électricité prévoyant un mécanisme de contrat pour différence (*contract for difference*) par lequel le Groupe 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	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	0,0	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 2025 est le suivant :

- pour l'éolien terrestre : deux appels d'offres par an à hauteur de 925 MW par période, à compter de 2022 ;
- pour le photovoltaïque au sol : deux appels d'offres par an à hauteur de 1 850 MW par période ;
- pour le photovoltaïque sur bâtiment de puissance supérieur à 500 kW : trois appels d'offres par an à hauteur de 1 100 MW par période (1200 en 2022) ;
- pour l'appel d'offres « neutre » : un appel d'offres par an à hauteur de 500 MW par période ;
- pour l'hydroélectricité sous autorisation : 1 appel d'offres par an à hauteur de 35 MW.

Le 28 décembre 2022, l'arrêté fixant le prix seuil dans le cadre du déplaçonnement des contrats de complément de rémunération prévu par l'article 38 de la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022 a été publié. Ce prix seuil a été fixé à 44,78€/MWh en 2022. Sa trajectoire devait ensuite évoluer de 2 % par an pour atteindre 66,55€/MWh en 2042. Cet arrêté a fait l'objet d'un recours de la part d'un groupe de producteurs représentant la filière des énergies renouvelables. Ce recours était assorti d'une question prioritaire de constitutionnalité transmise au Conseil constitutionnel. Par une décision n° 2023-1065 QPC du 26 octobre 2023, le Conseil constitutionnel a confirmé le droit pour l'État de percevoir, y compris rétroactivement, les sommes excédant une « rémunération raisonnable des capitaux investis par les producteurs ». Après avoir été déclaré contraire à la Constitution pour un motif de forme, la loi n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024 a mis en conformité le dispositif avec les exigences constitutionnelles en supprimant la notion de prix seuil et en prévoyant un déplaçonnement total à compter du 1^{er} janvier 2022.

Le 29 décembre 2022, le ministère de la transition énergétique a publié un arrêté modifiant l'arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum. Cet arrêté permet notamment aux projets dont la demande complète de complément de rémunération a été réalisée avant le 1^{er} juillet 2022

et dont la mise en service a lieu entre le 1^{er} septembre 2022 et le 31 décembre 2024 inclus, de vendre l'électricité produite sur les marchés jusqu'à la date d'achèvement qui est reportée de 18 mois. Des conditions similaires sont dorénavant prévues dans les cahiers des charges des appels d'offres CRE période 4.6 à 4.10. L'objectif de cette mesure est de permettre la construction des projets malgré la forte hausse des coûts de construction et des taux de financement.

Le 30 décembre 2022, la loi de finance pour 2023 a été publiée. Son article 54 transcrit en droit français le dispositif de plafonnement des revenus de la production d'électricité résultant du règlement européen 2022/1854 du 6 octobre 2022 relatif aux mesures d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie. Cet article prévoit que l'exploitant de l'installation est redevable d'une contribution fiscale (dite contribution sur la rente inframarginale des producteurs d'électricité) correspondant à la part des revenus de marchés excédant un seuil forfaitaire fixé à 100 €/MWh pour l'éolien terrestre et le solaire au sol. Ce dispositif est notamment applicable aux installations sorties avant terme ou au terme normal de leurs contrats aidés. Le décret d'application de cet article 54 fait l'objet d'un recours pour excès de pouvoirs devant le Conseil d'État porté par un groupement de producteurs représentant la filière des énergies renouvelables.

Le 11 mars 2023, la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergie renouvelable a été publiée au journal officiel. Les principaux apports de cette loi sont notamment :

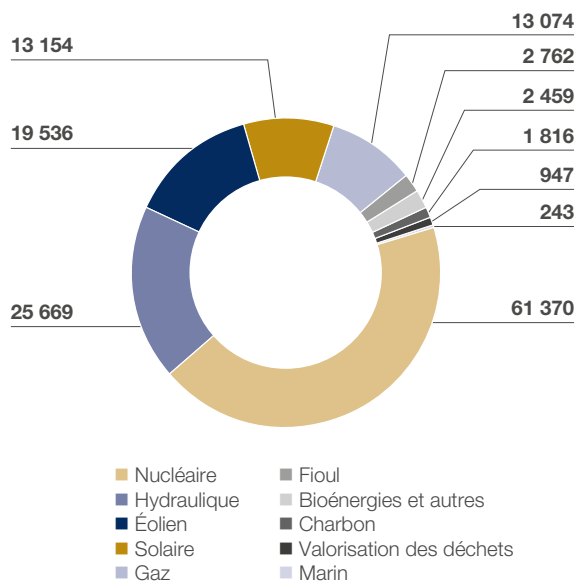
- la création des zones d'accélération : le travail de définition de ces zones par les communes est en cours suite à la mise à disposition des données techniques par l'État ;
- l'encadrement des projets photovoltaïques en milieux agricoles, naturels et forestiers – création d'une distinction entre les projets agrivoltaïques et les projets photovoltaïques compatibles avec l'exercice d'une activité agricole pastorale ou forestière dont les caractéristiques et régimes juridiques diffèrent, et interdiction des projets photovoltaïques nécessitant le défrichement d'une surface supérieure à 25ha (cette dernière mesure étant applicable aux dossiers déposés 12 mois après la promulgation de la loi) ;
- la création de dispositifs de partage de la valeur à destination des collectivités territoriales.

Capacités de production électrique

À fin 2022, la capacité en opération en France était de 141,0 GW, comprenant notamment des capacités nucléaires (61,4 GW), hydrauliques (25,7 GW), éoliennes (19,5 GW), solaires (13,1 GW), thermiques au gaz naturel (13,1 GW), et au fioul (2,8 GW).

La demande d'électricité en France s'est élevée en 2022 à 467 TWh.

Capacité installée par technologie (en MW)



Source : Bilan électrique 2022 RTE (Données 2022)

Finlande

Neoen a été créé en Finlande en mai 2018 suite à l'acquisition des projets éoliens de Hedet et Björkliden. Au 31 décembre 2023, le portefeuille d'actifs en opération ou en construction du Groupe en Finlande était composé de :

- 8 actifs éoliens pour 686 MW en opération ou en construction ;
- 2 actifs de stockage pour 86 MW / 143 MWh en opération ou en construction ;
- 2 bureaux, situés à Helsinki et Lappeenranta, et un total de 27 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 et de neutralité carbone d'ici 2035.

En 2022 :

- 54 % de la production globale d'énergie était générée à partir d'énergies renouvelables ;
- 89 % de la production d'énergie était neutre en CO2 ;
- la production d'électricité d'origine éolienne représentait

11,06 TWh. L'estimation de la production d'énergie éolienne d'ici à 2030 varie, mais il existe un potentiel de plus de 30 TWh.

Les émissions de CO2 provenant de l'électricité étaient par ailleurs de 4,4 Mt en 2021, soit une baisse de 77 % depuis 2010.

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

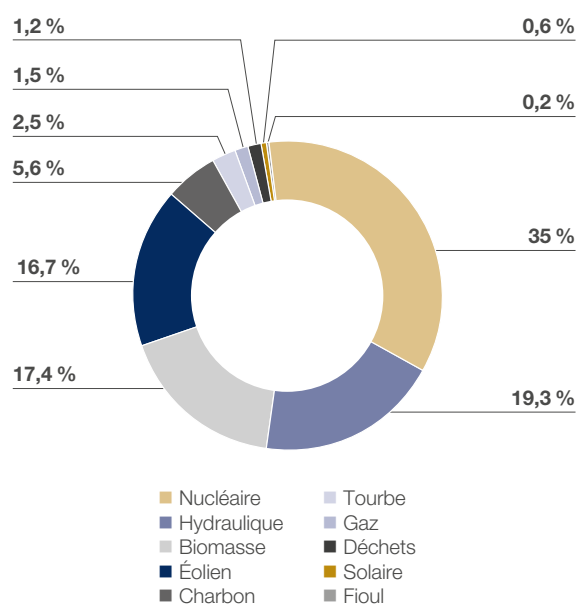
- **tarif premium** : Les producteurs d'électricité renouvelable de technologies éolienne, biomasse et biogaz perçoivent un bonus variable égal à la différence entre le prix spot et un tarif plafond fixé à 83,5 €/MWh. Ce bonus est versé aux développeurs de projets pour une durée de 12 ans.

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. Aucun nouvel appel d'offres gouvernemental n'est désormais prévu.

Capacités de production électrique

En 2022, la consommation en électricité de la Finlande s'élevait à 82 TWh (86 TWh à fin 2021) tandis que sa production était de 69 TWh (inchangée par rapport à fin 2021). La Finlande est importatrice nette d'électricité. La Finlande procède actuellement à la diversification de ses sources d'importation et augmente son autosuffisance énergétique. Depuis avril 2022, les importations d'énergie en provenance de Russie ont été en grande partie arrêtées.

Électricité produite par technologie (en %)



Source : Finnish Energy, Energy Year 2022 (Données 2022).

En 2022, les énergies renouvelables représentaient 54 % de la production totale d'électricité (54 % en 2021) et la production neutre en CO2 était de 89 % (87 % en 2021). La capacité éolienne installée en 2022 était de 5 677 MW (3 257 MW en 2021).

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 2022. Il était prévu de construire une cinquième centrale nucléaire en Finlande et le processus d'autorisation de Hanhikivi 1 était en cours, cependant, le processus d'approbation et le projet dans sa globalité ont été arrêtés en raison du conflit en Ukraine, le fournisseur de la centrale Hanhikivi 1 étant une entreprise russe. Actuellement, il n'est pas prévu de redémarrer le projet.

Il est prévu de mettre hors service les capacités de production d'électricité à base de charbon d'ici à 2030 afin de respecter l'engagement pris par la Finlande dans le cadre de l'accord de Paris. Le gouvernement prépare également des mesures incitatives pour soutenir les entreprises démantelant leurs installations de production d'énergie charbon avant 2025.

Suède

Neoen s'est implanté en Suède en 2020 et développe actuellement des projets dans ses trois technologies : éolien, solaire et stockage. Au 31 décembre 2023, le portefeuille d'actifs en opération ou en construction du Groupe en Suède était composé de :

- 1 actif éolien de 57 MWc en construction ;
- 1 actif solaire de 100 MWc en construction adossé à un PPA d'une capacité de 90 MWc, conclu avec H&M, dans lequel Neoen est actionnaire majoritaire à hauteur de 51 % ;
- 2 actifs de stockage de 146 MW / 146 MWh en construction ;
- 1 bureau, situé à Stockholm et un total de 12 collaborateurs.

Contexte réglementaire

Le marché suédois de l'électricité étant entièrement libéralisé, il n'existe pas de régime réglementaire spécifique ni de mesures incitatives applicables à la production d'énergie renouvelable, et ce depuis le 1^{er} janvier 2022 (date d'expiration du mécanisme des certificats d'électricité).

Le système d'échange d'électricité s'articule autour de quatre marchés : un marché de couverture, un marché à 24 h (*Day ahead*), un marché intrajournalier et un marché d'équilibrage.

70% de l'électricité consommée dans les pays nordiques est négociée sur le marché à 24h et le marché intrajournalier du Nord Pool, où les prix sont équilibrés entre les différentes zones géographiques. Il existe actuellement en Suède quatre zones de prix, dont la dynamique de marché varie en fonction de leur mix énergétique et notamment du taux de pénétration des énergies renouvelables. Le Nord Pool est l'une des places boursières de l'électricité les plus importantes et les plus liquides au monde, avec un volume total échangé sur le marché *Day ahead* de 1 077 TWh en 2022.

La production d'électricité en Suède accorde une grande place aux énergies renouvelables dans le mix énergétique (plus de 60 % en 2022). D'après les objectifs fixés par le gouvernement, la consommation d'énergie en Suède doit être, d'ici 2030, 50 % plus efficace qu'en 2005 et le pays doit atteindre 100 % d'énergie renouvelable d'ici 2040. Les sources d'énergie non carbonées (y compris le nucléaire) représentent déjà 96 %³ de l'ensemble du mix électrique suédois.

³ Source : International Energy Agency, 2022.

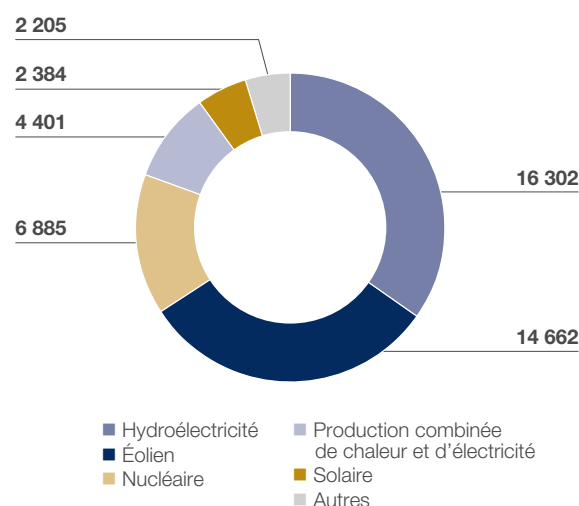
Le marché suédois de l'électricité est dominé par des entreprises publiques : Vattenfall (détenue à 100 % par l'État suédois) et Fortum (détenue à 51 % par l'État finlandais) fournissent les 2/3 de l'énergie totale du pays, principalement grâce à l'énergie nucléaire et à l'énergie hydraulique.

Capacités de production électrique

Fin 2022, la production nette d'électricité s'est élevée à 170 TWh et se répartissait comme suit :

- production à partir de sources renouvelables (y compris les capacités hydroélectriques) : 104 TWh (61 %) ;
- production à partir de sources d'énergie non renouvelables : 66 TWh (39 %).

Capacité installée par technologie (en MW) à décembre 2022



Source : Swedish Energy Agency (Facts and Figures 2023)

B. AUTRES MARCHÉS NATIONAUX

(i) Portugal

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*).

Le gouvernement portugais a lancé en juin 2019 un premier appel d'offres pour une capacité de 1,35 GW, et un autre en mai 2020 pour 700 MW de capacité renouvelable avec une possibilité de stockage. Cet appel d'offres s'est traduit par un minimum de 97 MW de nouvelle capacité de stockage associée au solaire. Un second appel d'offres, qui était prévu initialement, n'a pas été lancé en 2020 en raison de la crise de la COVID-19.

En 2021, le gouvernement a encouragé le premier appel d'offres solaire photovoltaïque flottant, pour lequel 183 MW ont été attribués. Environ 56 % de la capacité a été attribuée dans le cadre d'un contrat pour différence (103 MW), et le reste dans le cadre de compensation du système électrique national (80 MW).

Avec la fermeture en novembre 2021 de la dernière centrale à charbon (Pego), la fin de la production de charbon au Portugal a été confirmée.

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 intérieur de l'énergie concurrentiel.

Après une réforme attendue de la législation en 2021, le début d'année 2022 a été marqué par la publication du décret-loi n°15/2022 du 14 janvier 2022, qui transpose au réseau électrique portugais les directives européennes du marché des énergies renouvelables. Ce cadre juridique prévoit des procédures administratives pour le marché de l'électricité (y compris pour les producteurs d'énergies), pour la planification du réseau, pour la concurrence au sein du secteur, pour la participation des consommateurs et, enfin, pour la poursuite de la densification des activités de suréquipement, de modernisation, d'hybridation et de stockage.

Courant 2022, d'autres mesures pour la mise en œuvre de projets de production et de stockage d'énergie à partir de sources renouvelables ont été implémentées portant sur la simplification des processus de «*permitting*», la définition de compensations supplémentaires pour les municipalités ayant de nouveaux projets d'énergie solaire, ainsi que des mesures visant à corriger l'impact économique du Covid-19 et de la guerre en Ukraine sur les projets bénéficiant d'un tarif garanti par les appels d'offres.

En 2023, le gouvernement a publié le décret-loi n°11/2023 du 10 février 2023, qui réforme et simplifie les procédures d'autorisation environnementale, dans le but d'accélérer les projets d'énergies renouvelables. Courant 2023, au regard d'une mobilisation importante des acteurs de l'industrie, le gouvernement a lancé une demande d'intérêt pour un appel d'offres d'éolien en mer.

Le GRT portugais a récemment publié des chiffres pour 2022. La production renouvelable a fourni 49 % de la consommation d'électricité au Portugal. L'énergie éolienne représente 25 %, suivie de l'énergie hydroélectrique avec 12 %, de la biomasse avec 7 % et du photovoltaïque avec 5 %. Le photovoltaïque a enregistré une forte croissance de 37 % par rapport à la même période de l'année précédente. La production non renouvelable a, quant à elle, fourni 33 % de la consommation. Les importations ont fourni les quelques 18 % restants.

(ii) Irlande

En 2022, 36 % de la production électrique de la République d'Irlande provient de sources renouvelables. Parmi ces énergies renouvelables, 86 % 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. La part d'électricité de sources renouvelables est vouée à passer de 36 % en 2022 à 80 % en 2030 selon le Plan d'action pour le climat de la République d'Irlande actualisé en 2022.

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 51 % d'ici 2030. Le plan national de taxe carbone représente un élément tangible contribuant à éliminer la production fossile : cette taxe devrait atteindre 100 €/tonne d'ici 2030.

Le *Renewable Electricity Support Scheme* (RESS) est le principal levier politique d'accroissement des 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 (RESS 1) a livré ses résultats le 10 septembre 2020. 2 230 GWh ont été couronnés de succès (82 projets) et bénéficient d'un tarif d'achat d'électricité garanti par le gouvernement pendant plus de 15 ans via un mécanisme de CFD («*Contract for Difference*»). 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 projets lauréats sont en cours de livraison en dépit de l'abandon d'un certain nombre de projets.

RESS 2 a eu lieu en 2022 avec la sélection de 80 projets, avec un prix moyen de 97,87 €/MWh dans la catégorie «Tous projets» (solaire et éolien). En décembre 2022, le Gouvernement a rehaussé dans son «*Climate Action Plan 2023*» son objectif de capacités installées à horizon 2030 et prévoit 9 GW d'éolien terrestre, 8 GW de solaire, et 7 GW d'éolien marin (dont 2 GW dédiés à la production d'hydrogène vert).

ORESS 1 (Offshore RESS) a eu lieu en juin 2023 avec la sélection de 4 projets et un prix moyen de 86,05 €/MWh.

RESS 3 (solaire et éolien terrestre) a eu lieu en septembre 2023 avec une souscription très inférieure aux appels d'offres précédents et un prix moyen de 100,47 €/MWh. En compensation, le Gouvernement a renforcé les capacités qu'il souhaite contractualiser lors de RESS 4.

Des appels d'offres sont prévus par le gouvernement d'ici à 2025, avec notamment ORESS 2.1 et RESS 4 d'ores-et-déjà annoncés par le gouvernement courant 2024. Par ailleurs, le TSO (EirGrid) et le DSO (ESB Networks) ont aussi annoncé le lancement de consultations en vue d'appels d'offres pour déployer des batteries de moyennes/longues durées sur le réseau.

Enfin, des réformes sont actuellement en discussion afin de faciliter l'obtention des permis de construire et mieux encadrer les procédures d'appels contre les projets renouvelables (*planning law*), autoriser les «*private wires*» (possibilité de raccorder les générateurs en direct aux grands consommateurs), ou encore donner la possibilité de connecter différentes technologies sur les mêmes points de connexion (hybridation).

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 qui permettra d'atteindre les 3,8 GW de stockage en 2030.

(iii) Italie

Neeo s'est implanté en Italie en décembre 2021. Au 31 décembre 2023, le portefeuille d'actifs en opération ou en construction du Groupe en Italie était composé de :

- 3 actifs solaires en construction, d'une capacité totale de 24,7 MWc ;
- 3 bureaux situés à Rome, Brescia, et Modène, et un total de 16 collaborateurs.

Contexte réglementaire

En Italie, le marché de l'électricité a été libéralisé en 1999, avec l'ouverture de la production et de la consommation respectivement aux producteurs indépendants (IPP) et aux détaillants, tandis que les réseaux de transmission et de distribution demeurent un monopole détenu et exploité par les entreprises publiques. La planification, l'exploitation et la maintenance du réseau de transmission EHV/HV, ainsi que la gestion des tâches de distribution, sont confiées au gestionnaire du réseau de transport Terna, tandis qu'environ 130 entreprises de distribution, (« DSO »), gèrent les réseaux de distribution. Le principal DSO est « *e-distribuzione* ».

Depuis 2006, l'administration a décidé d'encourager la production d'énergie renouvelable (RES) avec deux principales mesures : le « *Conto Energia* » pour les installations photovoltaïques, qui a permis entre 2011 et 2013 l'installation de plus de 10 GW de centrales photovoltaïques avec une prime d'injection, et des certificats verts principalement pour les parcs éoliens. Les incitations aux énergies renouvelables ont évolué au cours des dernières années en accordant une plus grande attention à leur impact sur le prix global de l'énergie. Actuellement, le système repose principalement sur deux mécanismes de *contracts for difference* (CFD) : un pour les installations d'énergies renouvelables de plus de 1 MW, et un autre pour les tarifs d'injection concernant les centrales d'énergies renouvelables inférieures à 1 MW.

Le gestionnaire du marché de l'électricité (*Gestore dei Mercati Energetici*) gère l'ensemble du marché de l'énergie (journalier, intra-journalier, Garanties d'origines et autres) de manière de plus en plus intégrée par rapport au marché intérieur européen de l'électricité. L'Italie reste un importateur net d'énergie électrique en provenance des pays voisins en raison de la différence de prix entre les unités marginales italiennes (principalement des CCPP) et celles des autres pays (le nucléaire en France, ou le lignite en Allemagne, République tchèque et Pologne).

Après plus de 10 ans de discussions, un mécanisme de rémunération du marché de capacité est entré en vigueur en 2019, tant pour les installations existantes (rémunération à un an) que pour les installations futures (rémunération à 15 ans), afin de faire face aux problèmes d'adéquation. Jusqu'à présent, trois appels d'offres ont eu lieu, concernant des livraisons attendues respectivement en 2022, 2023 et 2024.

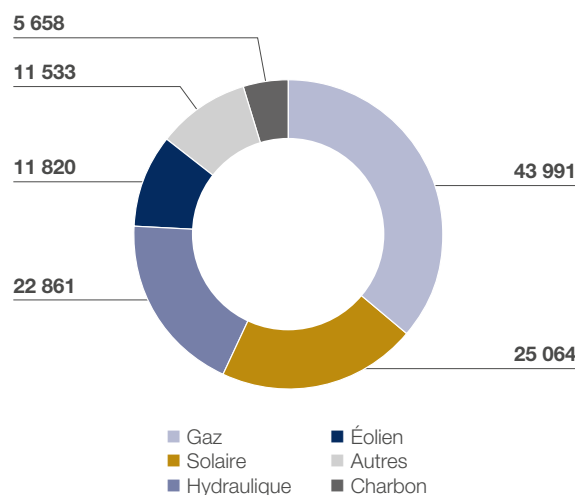
Le scénario Terna Snam 2030 dessine une tendance très ambitieuse en matière de décarbonisation, avec une production d'énergies renouvelables qui devrait atteindre 239 TWh (soit plus du double par rapport aux 113 TWh de 2019), grâce à l'installation d'environ 50 GW de capacité photovoltaïque supplémentaire et 16 GW de nouveaux parcs éoliens (terrestres et maritimes). Cette augmentation de la part des énergies renouvelables repose non seulement sur des grands actifs autonomes, mais aussi sur des installations de petite et moyenne taille en configuration d'autoconsommation (appelées « *Sistemi Efficienti di Utenza/SEU* »).

Cette production importante d'énergies renouvelables nécessitera une augmentation considérable de la capacité de stockage par rapport aux 53 GWh déjà installés. C'est la raison pour laquelle l'Italie a décidé de mettre en œuvre un nouveau mécanisme de capacité afin d'ajouter environ 70 GWh de stockage (à la fois des HPS et des batteries Li-ion). Le premier appel d'offres de ce mécanisme est prévu pour le premier semestre de 2024.

Capacités de production électrique

En 2022, la consommation d'électricité en Italie était d'environ 317 TWh (contre 320 TWh en 2020). La production nationale s'élevait à environ 273 TWh (dont 98 TWh d'origine renouvelable et 175 TWh d'origine non renouvelable), avec un solde net d'importation d'environ 43 TWh. Les détails du bilan énergétique total 2022 par source sont présentés ci-dessous.

Capacité installée par technologie (en MW)



Source : Terna

(iv) Zambie

La capacité de production installée du réseau en Zambie est d'environ 3 618 MW, dont 83 % pour l'énergie hydraulique, 9 % pour le charbon, 3 % pour le fioul lourd, 2,3 % pour le diesel et 2,5 % pour l'électricité PV solaire.

L'augmentation des investissements dans le secteur devrait permettre de porter la capacité de production d'électricité à 4 457 MW d'ici 2026, contre 3 307 MW en 2021. La part des énergies renouvelables dans la capacité de production nationale d'électricité installée, hors production hydroélectrique à grande échelle, devrait augmenter de 3 % à 10 % sur la même période.

En 2023, le ministère des finances a introduit des mesures incitatives pour les partenariats public privé (PPP) et les entreprises du secteur privé, notamment en réduisant de 20 % l'impôt sur les revenus perçus par les SPV (« *Special Purpose Vehicles* ») dans le cadre du PPP pendant les cinq premières années où le projet est rentable.

À ce jour, la pénétration des énergies renouvelables, hors technologie hydraulique, bénéficie du soutien du programme GET FIT Zambia lancé en 2017, ainsi que du programme *IFC Scaling Solar* de la Banque mondiale :

- *IFC Scaling Solar* est une solution d'appel d'offres qui englobe des financements préapprouvés et des instruments d'assurance et de garantie. Dans ce contexte, Neoen a remporté en 2016 une capacité de 54 MWc (centrale de Bangweulu) sur les 100 MW proposés dans la première phase du programme ;

- depuis 2017, IDC (l'*Industrial Development Corporation*) et IFC ont lancé en partenariat de nombreux appels d'offre. Entre-temps, le financement de certains projets présélectionnés dans le cadre des appels d'offre prolongés du programme GET FIT n'a toujours pas été bouclé, les partenaires financiers peinant à réunir les financements, tandis que l'État est toujours en cours de restructuration de la dette souveraine avec ses créanciers, le pays restant noté SD (« *Selective Default* ») ;
- dans sa quête de moyens pour améliorer les conditions d'investissement et débloquer les financements, le nouveau gouvernement a obtenu des progrès significatifs, comme en témoigne l'accord négocié avec succès auprès du FMI (Fonds Monétaire International) sur des mesures d'allègement de la dette de 1,3 milliard de dollars américains.

Par ailleurs, en février 2020, le gouvernement zambien a approuvé de nouvelles lois encadrant le secteur de l'énergie dans le pays.

Le gouvernement a continué à soutenir le programme de réforme du secteur, notamment :

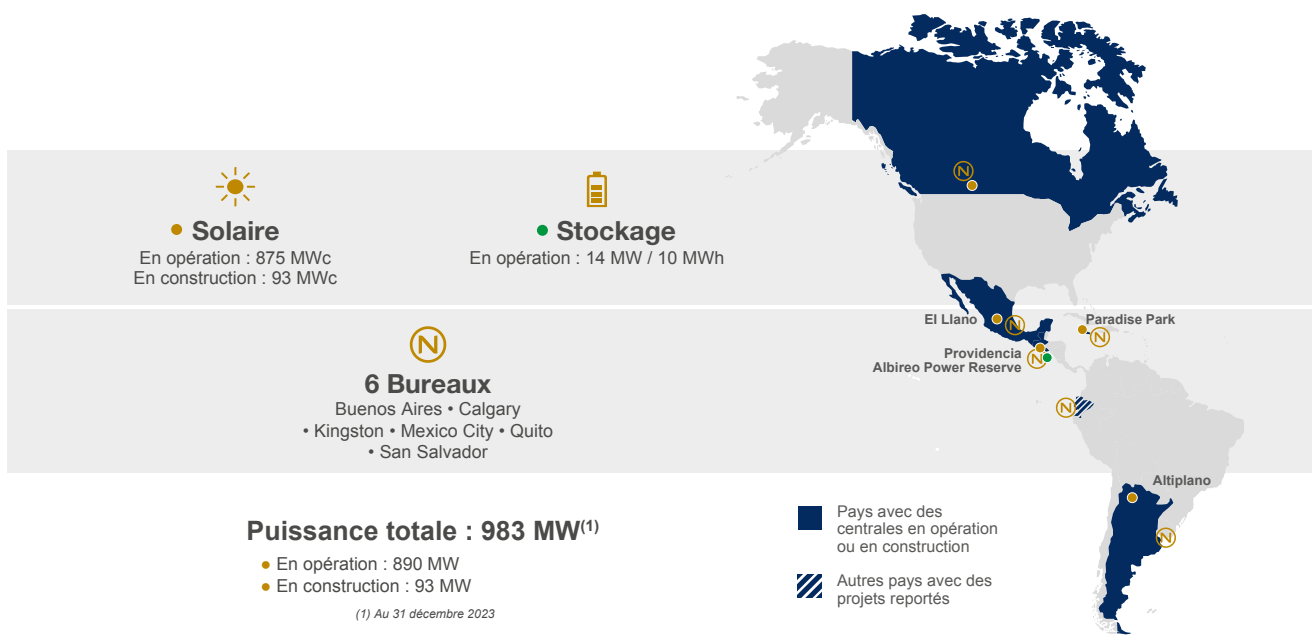
- le développement et la mise en place d'un marché structuré de l'électricité en Zambie conforme aux règles et réglementations

de marché en matière de régime en accès libre, avec le soutien financier de l'État allemand par le biais de KfW ;

- le développement d'un plan de ressources intégré (PRI) pour la Zambie, financé par le gouvernement britannique. Le ministère de l'Énergie a procédé au lancement public de l'étude le 24 mars 2021, qui incluait une allocution du Haut-commissaire britannique en Zambie. Le PRI consiste en un projet de 15 mois destiné à élaborer et à mettre en œuvre un plan sur 30 ans pour le secteur de l'énergie, qui servira de plateforme pour relever les défis énergétiques en Zambie.

En août 2022, ZESCO a manifesté son intérêt pour développer des projets dans le solaire photovoltaïque d'une capacité de 50 MW dans trois provinces (un par province). Dans sa manifestation d'intérêt, ZESCO prévoit trois scénarios possibles : un modèle IPP (producteur d'électricité indépendant) complet, une co-entreprise IPP/ZESCO (ZESCO détient 10 % des parts), et ZESCO en tant qu'IPP recherchant un EPC approprié.

1.3.3.3 AMÉRIQUES



A. PRINCIPAUX MARCHÉS NATIONAUX

Salvador

Neoen a été créé au Salvador en 2014 pour développer des installations photovoltaïques et des solutions de stockage. Au 31 décembre 2023, le portefeuille d'actifs en opération ou en construction du Groupe au Salvador était composé de :

- 3 actifs solaires pour 241 MWc en opération ;
- 3 actifs de stockage pour 14 MW / 10 MWh en opération ;
- 1 bureau, situé à San Salvador et un total de 10 collaborateurs.

Contexte réglementaire

Le marché de l'électricité du pays a été entièrement libéralisé en 1996 avec la promulgation de la loi générale sur l'électricité, qui a établi les bases et les règles d'un marché libre, qui compte environ 30 sociétés de production à décembre 2023. Les seuls producteurs appartenant à l'État sont la *Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa* (CEL), LaGeo, et ses filiales, qui gèrent l'ensemble de la capacité hydroélectrique, l'ensemble de la capacité géothermique et une partie de la capacité thermique connectée au réseau du Salvador, et représentent 31 % de la capacité opérationnelle du pays.

Le Conseil national de l'énergie (CNE) a publié une politique énergétique nationale actualisée pour l'horizon 2020-2050. Ce plan, maintient le rôle principal du secteur privé dans les projets d'infrastructure électrique et approfondit son soutien aux énergies renouvelables en établissant, entre autres, les objectifs spécifiques suivants :

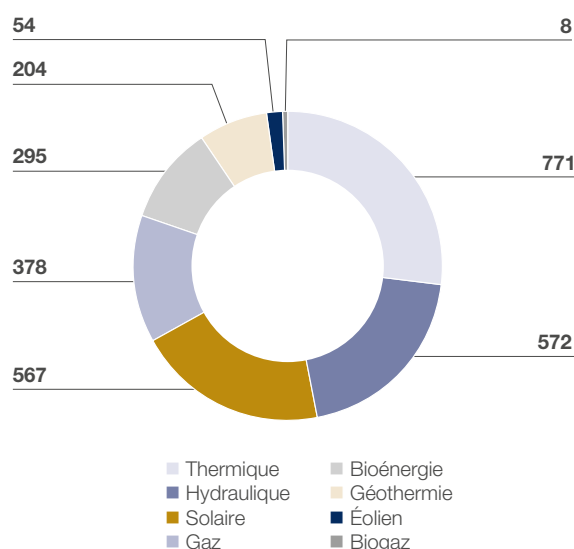
- atténuer les risques de pénurie d'énergie liés à la forte dépendance à l'égard des produits pétroliers, à l'impact du changement climatique et aux situations d'urgence nationales ;
- atteindre les objectifs nationaux d'atténuation et d'adaptation au changement climatique et de développement durable correspondant au secteur énergétique adoptés dans les accords et traités internationaux. Le plan vise un secteur de l'électricité doté d'un cadre réglementaire et institutionnel moderne qui renforcera la compétitivité du secteur, facilitera le recours au stockage de l'électricité et favorisera l'utilisation des technologies numériques pour gérer la demande d'électricité, entre autres domaines.

La nouvelle *Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas* concentre les responsabilités de la CNE et de la *Dirección de Hidrocarburos y Minas* sous la tutelle du ministère de l'Économie.

Capacités de production électrique

Au 31 décembre 2022, la capacité totale installée au Salvador était de 2 850 MW (contre 2 421 MW au 31 décembre 2021).

Capacité installée par technologie (en MW)



Source : Boletín Estadísticas Eléctricas 2022 (SIGET)

Selon le plan d'expansion du *Consejo Nacional de Energía* (CNE) publié en mai 2022, la demande d'électricité devrait croître à un rythme moyen de 2,7 % par an pour les quinze prochaines années.

Mexique

Neoen a été créé au Mexique en 2013. Au 31 décembre 2023, le portefeuille d'actifs en opération ou en construction du Groupe au Mexique était composé de :

- 1 actif solaire pour 375 MWc en opération ;
- 1 bureau, situé à Mexico City et un total de 19 collaborateurs.

Contexte réglementaire

Au Mexique, la demande en électricité est résiliente puisqu'elle a déjà rebondi et même augmenté par rapport à ses niveaux de 2019.

Le marché de l'électricité mexicain se caractérise par une forte dépendance à l'égard des centrales CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*), qui fonctionnent au gaz naturel – principalement importé des États-Unis – ainsi que des centrales électriques conventionnelles (charbon et autres combustibles fossiles) et hydroélectriques. Entre 2019 et fin 2022, 3,76 GW de capacité éolienne et photovoltaïque ont été installés.

La réforme du secteur de l'énergie en 2013 a permis l'établissement de nouveaux objectifs concernant le développement des énergies renouvelables. En effet, celles-ci devraient représenter 35 % du mix énergétique mexicain 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 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.

Suite à la réforme de 2013, la capacité installée dans le système interconnecté a augmenté de 26 GW, passant de 64 GW à 90 GW entre 2016 et 2021. La capacité renouvelable privée (éolienne et solaire) a augmenté de 12 GW au cours de cette période pour représenter une part de 16 % (contre 4 % en 2016).

Depuis 2018, le président Andrés Manuel López Obrador (AMLO) a publiquement déclaré qu'il souhaitait en priorité :

- éviter toute hausse des tarifs réglementés de l'énergie au-delà de l'inflation ; et
- maintenir la part de la production d'électricité de la CFE au-dessus de 54 % de la production totale d'électricité.

Le gouvernement mexicain a pris diverses mesures pour atteindre ces objectifs, comme par exemple la publication par le SENER (*Secretaría de Energía*) de la planification du secteur de l'énergie pour 2020-2024. Cependant, l'ensemble de la législation adoptée par l'administration AMLO a été suspendue par les tribunaux, en réponse aux injonctions du secteur privé. Les nouvelles lois ont été jugées inconstitutionnelles.

En septembre 2021, le Président mexicain a proposé une réforme constitutionnelle radicale visant à revenir sur la réforme constitutionnelle de 2013. La proposition du gouvernement prévoyait, entre autres :

- l'élimination du régulateur indépendant (CRE) et du gestionnaire de réseau indépendant (CENACE) ;
- l'annulation de tous les permis et contrats de production d'électricité détenus par le secteur privé, avec effet immédiat ;
- l'élimination des certificats d'énergie renouvelable qui résultent du système de plafonnement et d'échange mis en place à la suite de la réforme de 2013 ;
- la limitation de la participation du secteur privé à 46 % de la production totale d'électricité.

En avril 2022, la réforme constitutionnelle a été rejetée par le Parlement où elle n'a recueilli que 275 votes pour et 223 contre. Dans le cadre du traité de libre commerce entre le Mexique, les États-Unis et le Canada (T-MEC), en juillet 2022, les gouvernements respectifs de ces deux derniers pays ont commencé une querelle légale contre le Gouvernement mexicain avec l'argument que la politique énergétique de l'administration actuelle, appliquée depuis 2019, viole les engagements de l'État mexicain auprès du T-MEC, en particulier ceux concernant l'accès au marché, l'investissement et les entreprises publiques.

Il est prévu que le litige soit résolu dans un délai de 18 mois.

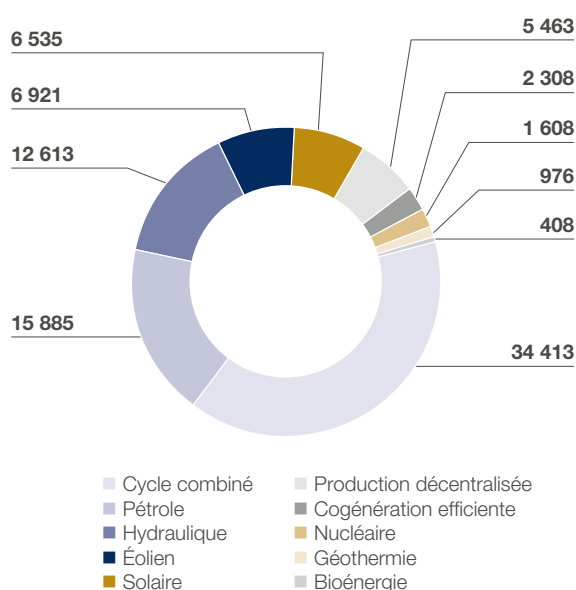
En novembre 2022, la CENACE (*Centro Nacional de Control de Energía*) a officiellement publié un accord pour reprendre les procédures administratives liées aux études d'interconnexion qui avaient été suspendues pendant l'épidémie de Covid. Quelques mois plus tard, au début de l'année 2023, la CRE (*Comisión Reguladora de Energía*) a également publié un accord visant à reprendre les procédures administratives qui avaient été interrompues pendant la pandémie de Covid.

Le Mexique organisera des élections fédérales et régionales mi-2024, avec notamment les élections présidentielles, les élections des membres du congrès fédéral et local, et les élections des gouverneurs de certains États.

Capacités de production électrique

Au Mexique, l'électricité est encore largement produite à partir d'énergie fossile (notamment le gaz naturel importé des États-Unis). À fin 2022, la capacité de production totale du Mexique était de 87,1 GW pour une demande estimée à 333,7 TWh en 2022 (PRODESEN 2023).

Capacité installée par technologie (en MW)



Source : Prodesen 2023 (Données 2022).

B. AUTRES MARCHÉS NATIONAUX

(i) Argentine

Neoen a été créé en Argentine en 2017. Au 31 décembre 2023, le portefeuille d'actifs en opération ou en construction du Groupe en Argentine était composé de :

- 2 actifs solaires pour 208 MWc en opération ;
- 1 bureau, situé à Buenos Aires et un total de 3 collaborateurs.

Contexte réglementaire

La stratégie du gouvernement dans sa lutte contre le changement climatique à horizon 2030 s'appuie notamment sur la promotion des sources d'énergie peu émettrices de gaz à effet de serre : réduire de 50 % l'intensité en carbone du mix électrique argentin et encourager la génération distribuée (petites centrales solaires connectées au réseau de distribution) pour atteindre 1 GW en 2030.

Le parlement argentin a voté en 2017 la résolution 281/2017 régulant le marché des énergies renouvelables (dit marché « MATER ») pour contraindre les grands consommateurs d'électricité à acheter un pourcentage d'électricité d'origine renouvelable équivalent aux objectifs nationaux de pénétration du renouvelable.

Si la participation des énergies renouvelables dans le mix électrique argentin a sensiblement augmenté, c'est du fait de la mise en opération de plusieurs parcs solaires et éoliens issus des appels d'offres s'inscrivant dans le cadre du troisième tour « MiniRen » du programme dédié aux énergies renouvelables « RenovAr », y compris le projet solaire de Neoen.

En 2021, le gouvernement a présenté sa feuille de route à horizon 2030 concernant la transition énergétique. Concernant l'intégration croissante des énergies renouvelables, deux scénarios possibles étaient mis en avant :

- REN 20 : atteindre 20 % d'énergies renouvelables d'ici 2025. Apporter 8 700 MW de capacité additionnelle jusqu'en 2030, dont 3 375 MW d'énergies renouvelables ;
- REN 30 : atteindre 30 % d'énergies renouvelables d'ici 2030. Apporter 11 875 MW de capacité additionnelle jusqu'en 2030, dont 6 650 MW d'énergies renouvelables.

Afin d'atteindre cet objectif, le gouvernement comptait principalement sur :

- la mise en service de capacités de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, attribués lors de précédents appels d'offres RenovAr et MATER (1 650 MW) mais pas encore construites ;
- le développement et la mise en service de nouvelles capacités de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, à travers des initiatives privées dans le cadre du mécanisme MATER (3 375 à 6 650 MW) ;
- le développement et la mise en service de nouvelles capacités de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en génération distribuée, connectées au réseau de distribution (1 000 MW) .

Aucun appel d'offres public d'ampleur n'étant néanmoins prévu à moyen-terme, la croissance des énergies renouvelables est désormais tirée par les contrats entre acteurs privés, à travers le marché MATER. Cette croissance reste toutefois contrainte par la congestion des lignes à haute tension, qui limite les perspectives de développement à grande échelle.

Fin 2022, le gouvernement a proposé des mécanismes permettant une sortie négociée aux contrats de plusieurs projets attribués lors des Appels d'Offres RenovAr, et non réalisés faute de financement.

En 2023, le gouvernement a organisé l'appel d'offres « RenMDI » et attribué 634 MW de projets de petites tailles, en génération distribuée, dans les technologies solaire, éolienne et biomasse.

Le nouveau président de l'Argentine, Javier Milei, qui a pris ses fonctions le 10 décembre 2023, n'a pour le moment pas précisé son programme en matière d'énergies renouvelables.

(ii) Province d'Alberta, Canada 🇨🇦

Neoen s'est implanté en Alberta en 2022. Au 31 décembre 2023, le portefeuille d'actifs en opération ou en construction du Groupe en Alberta était composé de :

- 1 actif solaire pour 93 MWc en construction ;
- 1 bureau, situé à Calgary, et une présence locale à Edmonton pour un total de 6 collaborateurs.

Contexte réglementaire

Le Canada est un État fédéral, dans lequel la responsabilité de structurer et réglementer l'industrie de l'électricité revient aux provinces. La majorité d'entre elles fonctionnent avec des entreprises publiques verticalement intégrées. L'Alberta possède un marché de l'électricité dérégulé et encourageant la concurrence pour les activités de génération.

Les activités de transport et de distribution d'électricité restent réglementées et sont gérées par des entreprises telles que AltaLink, ATCO ou Fortis.

En 2016, le gouvernement de la province d'Alberta a demandé à l'opérateur du réseau, l'*Alberta Electric System Operator* (AESO) de mettre en œuvre un programme visant à développer de nouvelles capacités de production renouvelable, avec un objectif de 30 % d'électricité renouvelable d'ici à 2030. Trois séries d'appels d'offres menées entre 2017 et 2019 ont attribué 1 363 MW éoliens. Le gouvernement fédéral promeut également la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la pénétration des énergies renouvelables dans l'ensemble du pays, notamment avec les *Clean Electricity Regulations*, qui fixent un objectif de neutralité carbone pour l'industrie électrique à horizon 2035.

En 2022, l'AESO a publié un nouveau rapport sur les différentes voies possibles pour atteindre la neutralité carbone du système électrique à travers 3 scénarios possibles à horizon 2041 :

- un scénario privilégiant les sources d'énergie non-intermittentes, avec une croissance modérée des énergies renouvelables (+ 3,5 GW) représentant 22 % de la production ;
- un scénario intermédiaire avec une croissance importante des énergies renouvelables (+ 7 GW) et le retrait des centrales thermiques les plus polluantes, pour atteindre 35 % de la production d'électricité d'origine renouvelable ;

- un scénario avec une croissance agressive des énergies renouvelables (+ 11 GW) et du stockage (+ 5 GW) et un retrait important des centrales thermiques, pour atteindre 47 % de la génération d'origine renouvelable.

Si les gouvernements fédéral et provincial établissent des feuilles de route, l'évolution du mix électrique reste guidée par la compétitivité du marché et les décisions d'investissement des acteurs privés. Dans le cas du renouvelable, le dernier appel d'offres public porté par l'AESO a eu lieu en 2019. Il n'existe plus aucun programme gouvernemental pour soutenir le développement ou l'augmentation des capacités de production des énergies renouvelables en Alberta. De même, à l'heure actuelle, il n'y a pas de cadre réglementaire précis ou de tarif spécial favorisant les installations de stockage énergétique. Malgré la volonté politique de développer le stockage à moyen-terme pour accompagner la croissance des énergies renouvelables dans le mix électrique, c'est avant tout la compétitivité et la rentabilité de ces installations qui déterminera leur croissance à court-terme.

La hausse de la tarification du carbone a accéléré la fermeture ou conversion de nombreuses centrales à charbon, qui représentaient encore 50 % de la production d'électricité il y a quelques années. Au contraire, les énergies renouvelables peuvent monétiser la vente de certificats carbone et ont gagné en compétitivité au cours des dernières années. Leur part dans le mix électrique est donc en forte croissance : 1,8 GW d'énergies renouvelables ont été ajoutés entre 2021 et 2022 dans la province d'Alberta.

Suite à la forte croissance des énergies renouvelables, où le réseau électrique était jusqu'à très récemment dominé par le charbon, le gouvernement provincial d'Alberta dirigé par le Parti conservateur unifié (*United Conservative Party*) a annoncé une pause immédiate de sept mois dans l'approbation de nouveaux projets d'énergie renouvelable. Le 3 août 2023, il a déclaré que l'*Alberta Utilities Commission* (AUC) allait instaurer un moratoire de six mois sur l'approbation de tous les projets d'énergie éolienne et solaire de plus d'un mégawatt. Cette pause est destinée à donner du temps au gouvernement et à l'AUC pour analyser l'impact du développement de projets sur les terres agricoles, les paysages, et la fiabilité du système électrique.

D'ici février 2024, l'AUC continuera d'examiner les projets mais elle ne délivrera pas de nouvelles autorisations, et lancera une enquête sur les futures règles applicables aux nouveaux projets.

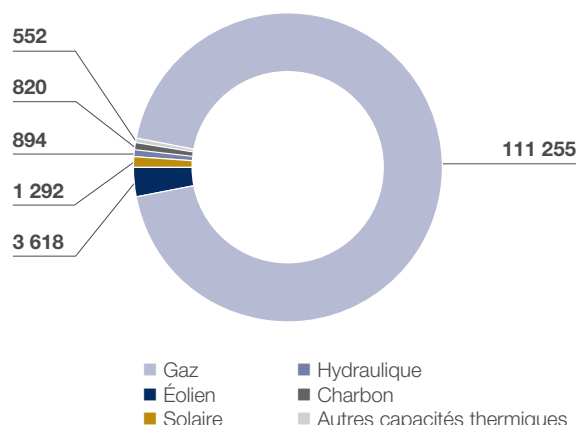
Capacités et mix de production électrique

En juillet 2023, en Alberta, la capacité de production électrique installée (18,4 GW) était composée de capacités thermiques (69 %), éoliennes (20 %), solaires (6 %) et hydrauliques (5 %). Les centrales à gaz (cycle combiné, cogénération, etc.) dominent le mix électrique albertain, qui a vu baisser considérablement la part du charbon au cours des dernières années, alors que la capacité de production renouvelable augmente rapidement.

Afin d'atteindre les objectifs de neutralité carbone fixés à l'échelle fédérale et provinciale, le mix électrique albertain devrait évoluer au cours des prochaines années. Les dernières centrales à charbon existantes devraient se reconvertir au gaz pour étendre leur durée de vie ou être définitivement fermées prochainement, alors que la capacité renouvelable devrait considérablement augmenter.

Par ailleurs, de nombreuses centrales sont actuellement en construction. Deux importantes centrales à gaz ainsi que plusieurs parcs éoliens et solaires devraient ainsi entrer en opération entre 2023 et 2025.

Capacité installée par technologie (en MW)



Source : AUC (Données au 31/12/2022).

(iii) Jamaïque 🇯🇲

En octobre 2018, le premier ministre Andrew Holness a réhaussé l'objectif historique de 20 % de capacités renouvelables, 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.

Le gouvernement a également 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 les sources d'énergie renouvelable) ».

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 2023 :

Catégorie d'acheteur	Capacité (en MW)	Capacité (en %)
Distributeurs d'électricité (<i>utilities</i>)	4 133	46 %
Gouvernements et acteurs étatiques	1 617	18 %
Acheteurs privés	848	9 %
Marché	2 385	27 %
TOTAL	8 983	100 %

Au 31 décembre 2023, 86 % 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.

En février 2020, le nouvel *Integrated Resource Plan* (IRP) a été présenté par le gouvernement, avec de nouveaux objectifs ambitieux à horizon 2037 en termes d'expansion de la génération et de pénétration des énergies renouvelables dans le mix électrique :

- installer 1,6 GW de nouvelle capacité, dont 1,26 GW de capacité renouvelable (solaire et éolien) ;
- atteindre 50 % de génération électrique d'origine renouvelable ;
- investir US\$7,3 milliards dans le secteur électrique à horizon 2037, dont US\$2,3 milliards pour remplacer des centrales polluantes et vieillissantes.

À plus court-terme, l'objectif est de doubler la part des énergies renouvelables à horizon 2025, passant de 12 % en 2020 à 25 % en 2025. Aussi, le gouvernement souhaite promouvoir dans les prochains mois à travers des appels d'offres l'installation de 320 MW de solaire ou éolien, 120 MW de centrales à gaz, et 75 MW d'hydro et biomasse.

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 des entreprises de distribution d'électricité (*utilities*), publiques ou privées. En plus de ces clients, le Groupe vend de manière croissante 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*) à travers une part grandissante de *corporate PPAs*. 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 les clients principaux du Groupe pour la capacité en opération au 31 décembre 2023 :

Acheteurs	Pays	Capacité (en MW)	Capacité (en %)
EDF OA	France	1 214	24 %
État de Victoria	Australie	469	9 %
Territoire de la Capitale Australienne (ACT)	Australie	317	6 %
Comisión Federal de Electricidad (CFE)	Mexique	300	6 %
Autres (dont marchés)	-	2 683	54 %
TOTAL		4 983	100 %

Au 31 décembre 2023, les quatre premiers acheteurs du Groupe, qui représentaient ensemble 46 % de la capacité en opération, bénéficiaient tous d'une notation *investment grade* à cette date.

1.3.4.2 CONTRATS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

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 de livraison d'électricité

Une grande partie des ventes d'électricité du Groupe correspond à la cession de l'électricité à un prix fixe au MWh. Ces contrats, principalement remportés post-procédure d'appels d'offres ou à travers des guichets ouverts, proposent un tarif d'achat sur des durées pouvant aller de 15 ans (éolien français historique) à 20 voire 25 ans. Ce prix peut être le résultat de l'appel d'offres ou un prix fixé à l'avance par voie réglementaire, avec une éventuelle indexation sur l'inflation. Il est indépendant du prix du marché électrique. Le tarif payé peut ou non inclure les certificats verts associés.

Dans ce cadre, chaque centrale livre l'électricité produite directement ou indirectement à la contrepartie, qui s'occupe de gérer les interfaces avec le marché électrique, et le Groupe se limite à optimiser la production.

Cette solution est la plus simple. Elle s'applique en particulier pour les contrats les plus anciens ou dans les pays où le marché électrique est moins développé. Elle s'applique aussi à certains *corporate PPAs* comme ceux conclus avec Google en Finlande ou TDF en France.

Le Groupe a aussi contractualisé avec des agrégateurs afin de bénéficier d'un prix fixe de l'électricité sur plusieurs mois. Il s'agit dans ce cas plus de couvertures de court terme contre la volatilité des prix de l'électricité (*hedges*) que de *corporate PPAs*.

Contrats pour différence

Le secteur des énergies renouvelables étant devenu de plus en plus mature, un nombre croissant d'appels d'offres ou de *PPAs* visés actuellement par le Groupe propose la conclusion

de contrats pour différence (*contract for difference*). Le premier projet du Groupe bénéficiant d'un contrat pour différence est entré en opération en 2016.

Dans une configuration de contrat pour différence, le Groupe conclut un contrat de vente d'électricité à long terme (entre 10 et 20 ans, parfois entre 5 et 10 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 contrepartie au contrat pour différence paie au Groupe la différence entre le tarif de référence et le prix de marché. Si le prix de marché est plus élevé que le tarif contracté, c'est le Groupe qui rémunère la contrepartie. Dans ce cadre, les énergies renouvelables échangent une partie de la valeur de marché de l'électricité contre une garantie de prix long terme pour pouvoir lever de la dette.

Cette structure contractuelle crée donc deux ou trois 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 (ou coûts) provenant des compléments de rémunération payés par (ou reversés à) la contrepartie correspondant à la différence entre le tarif de référence et le prix de marché ;
- dans certains cas, les revenus provenant de la vente des certificats verts qui peuvent être inclus dans le contrat pour différence ou vendus séparément.

Il existe de nombreuses variantes pour ces contrats, en particulier concernant le prix de marché de référence (qui peut même être un prix de marché théorique plutôt que le prix réel de l'électricité produite), la gestion des différents frais liés à la vente de l'électricité sur le marché (coûts de l'agrégateur), ou l'indexation (partielle ou totale) à l'inflation. Dans certains cas, le tarif contracté peut être dépendant du prix de l'électricité (avec un minimum garanti).

Ces contrats de vente d'électricité concernent l'intégralité ou un pourcentage de la production de la centrale électrique. Le Groupe ne prend donc pas de risque sur le profil de production (car seule l'électricité produite est vendue). Il peut cependant avoir des engagements de disponibilités minimums, mais ces derniers sont, dans leur vaste majorité, plus faibles que les engagements pris par les mainteneurs.

Dans le cas de ces contrats, l'acheteur ne cherche pas à obtenir l'électricité mais souhaite couvrir son exposition à la volatilité des prix de marché de l'électricité et éventuellement bénéficier des garanties d'origine associées à la production d'énergie renouvelable. Il y a donc dissociation entre le flux physique de l'électricité et le flux financier. On parle de «PPAs Virtuels» ou «PPAs financiers».

C'est par exemple le cas des contrats signés avec Equinix en Finlande ou H&M en Suède. L'électricité et les garanties d'origines seront produites par les centrales de Neoen en Finlande ou en Suède mais la consommation électrique des clients pourra intervenir dans d'autres pays d'Europe. Seules les garanties d'origine associées à la production d'électricité seront livrées physiquement au client, qui sera par ailleurs payeur/receveur de la différence entre les prix de marché de l'électricité constaté et le prix contractuel.

Autres contrats structurés

Fort de l'expertise de ses équipes d'*Energy Management* en Europe et en Australie, le Groupe a aussi signé des contrats plus élaborés que la vente d'une partie de la production d'une centrale solaire ou éolienne.

En Australie, le Groupe a conclu avec BHP son premier contrat de fourniture d'électricité en continu (*baseload contract*) pour 70 MW en Australie-Méridionale, qui lui permettra de fournir de l'énergie 24h/24 et 7j/7, en s'appuyant à la fois sur son parc éolien de Goyder South Stage 1B, sur sa batterie de Blyth et sur son expertise en *energy management*.

Ce contrat est donc :

- un contrat pour différence entre un prix fixe et le prix de l'électricité en Australie-Méridionale, sur un volume fixe et constant et pas uniquement sur une quote-part des volumes produits par la centrale éolienne ;
- un contrat ferme de livraison des garanties d'origine (LGC) avec un engagement de produire ces garanties prioritairement à partir de la centrale éolienne.

Ce PPA de 70 MW correspond dans les faits à 85 % de la production du Stage 1B de la centrale de Goyder South. La batterie permet de prendre des positions sur le marché électrique afin de couvrir l'exposition que le Groupe encourt en garantissant un prix et un volume 24h/24 alors que la centrale éolienne est intermittente.

D'autres contrats ont été structurés par le Groupe autour de ses installations de stockage et en particulier :

- des contrats long terme pour que les batteries fournissent un service au réseau, par exemple les services de régulation de fréquence ou le service d'inertie. De tels contrats ont été signés avec la batterie Hornsdale Power Reserve en Australie, ou dernièrement avec les batteries Victorian Big Battery, Blyth et Western Down Storage ;
- des contrats pour fournir des services d'urgence («SIPS»), dans lesquels la batterie se tient disponible pour injecter rapidement dans le réseau en cas d'incident. C'est le cas par exemple de la Victorian Big Battery, ou sur une partie de l'année 2022 de la batterie finlandaise Ylikkälä Power Reserve ;

- du contrat de «Virtual Battery» signé avec l'électricien AGL dans lequel Neoen offre la capacité de charger ou de décharger une batterie virtuelle, à travers un contrat financier, et se couvre ensuite avec un actif physique ;
- du contrat de capacité awardé par l'AEMO à la centrale de Collie en Western Australia. Ce contrat garantit un paiement pendant deux ans en échange de l'activité de la batterie sur le marché électrique.

Le Groupe croit que son expertise en *Energy Management* permettra de se différencier sur le long terme et d'offrir à ses clients un service plus proche de leurs besoins.

Couvertures court terme

Dans le cadre de sa politique de risque, le Groupe peut être amené à limiter son exposition au marché électrique en fixant à court terme les prix auxquels un actif au *spot* vendra son électricité.

De tels contrats s'appliquent habituellement à des durées plus courtes que les PPA (entre quelques mois et 3 ans), et peuvent ne concerner qu'une partie de la production. Par exemple :

- fixation du prix de vente sur l'année suivante d'un actif avec la société responsable d'équilibre ;
- fixation du prix de vente d'une partie d'un portefeuille de projets solaires à travers un *Contract for difference*.

Ces contrats court terme peuvent avoir des effets de seuils (contraintes de disponibilité) ou de *reporting* (de type EMIR en Union Européenne).

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 au paragraphe 2.5.2 «financement des projets par endettement» du présent document.

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 au paragraphe 2.5.2 «financement des projets par endettement» du présent document, le Groupe assure le financement de ses installations majoritairement par financement sans recours. En outre, comme indiqué au paragraphe 1.3.2.2 (vi) «opération des actifs de production» du présent document, 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 document, 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 », au paragraphe 1.3.4.2 « contrats de vente d'électricité », à la section 2.5 « financements et investissements » et à la section 6.5 « rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées » du présent document.

1.4 PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

1.4.1 RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

L'activité du Groupe en matière de Recherche et Développement (R&D) se traduit principalement par la mise en œuvre de nouveaux équipements sur des projets du Groupe afin d'en confirmer la pertinence et les conditions d'un possible déploiement à plus grande échelle. Au-delà du déploiement de nouveaux équipements, le Groupe se focalise actuellement sur un travail important de valorisation des données générées par ses actifs afin d'en améliorer la performance. L'identification des partenaires pertinents (sociétés expertes dans le domaine, laboratoires de recherche, ...) mais aussi le développement de capacités internes permettent au Groupe de progresser dans ce domaine. Les efforts en la matière portent sur les 3 technologies développées par le Groupe. Pour chaque partenariat, un accord porte sur une approche conjointe sur un ou plusieurs projets donnés mais ne contient pas d'engagements du Groupe au-delà du périmètre défini. En conséquence, le Groupe ne finance pas de recherche spécifique de R&D mais il prend en compte l'innovation technologique dans ses développements et l'opération de ses projets.

À titre d'exemple :

- le Groupe cherche à modéliser de mieux en mieux le comportement de ces actifs solaires pour en monitorer plus finement la performance ;
- le Groupe collecte et analyse plus finement les données générées par ses éoliens et de stockage afin d'en optimiser le fonctionnement ;
- le Groupe continue à travailler avec les fabricants de trackers pour essayer d'optimiser la production d'énergie en améliorant leurs algorithmes de suivi ;
- en France, l'installation sur une même centrale de modules photovoltaïques de différentes technologies, en particulier mono- et bi-faciaux, s'inscrit dans une recherche continue d'évaluation des performances afin d'améliorer la compétitivité des projets en développements ;
- le Groupe a enregistré, en 2023, sa première centrale solaire australienne capable de participer sur le marché des FCAS.

Par ailleurs, et même si cela n'est pas directement une activité de R&D, le Groupe a son propre *competence center*, composé de 13 personnes à fin 2023, qui se consacre notamment à l'identification et au suivi des nouvelles technologies permettant de réduire le coût de l'énergie produite, d'améliorer le rendement des projets et actifs existants, d'en améliorer l'intégration sur le réseau et d'en augmenter la fiabilité, tout en apportant son expertise sur les projets en cours de développement.

1.4.2 ÉLÉMENTS DE DROITS DE PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

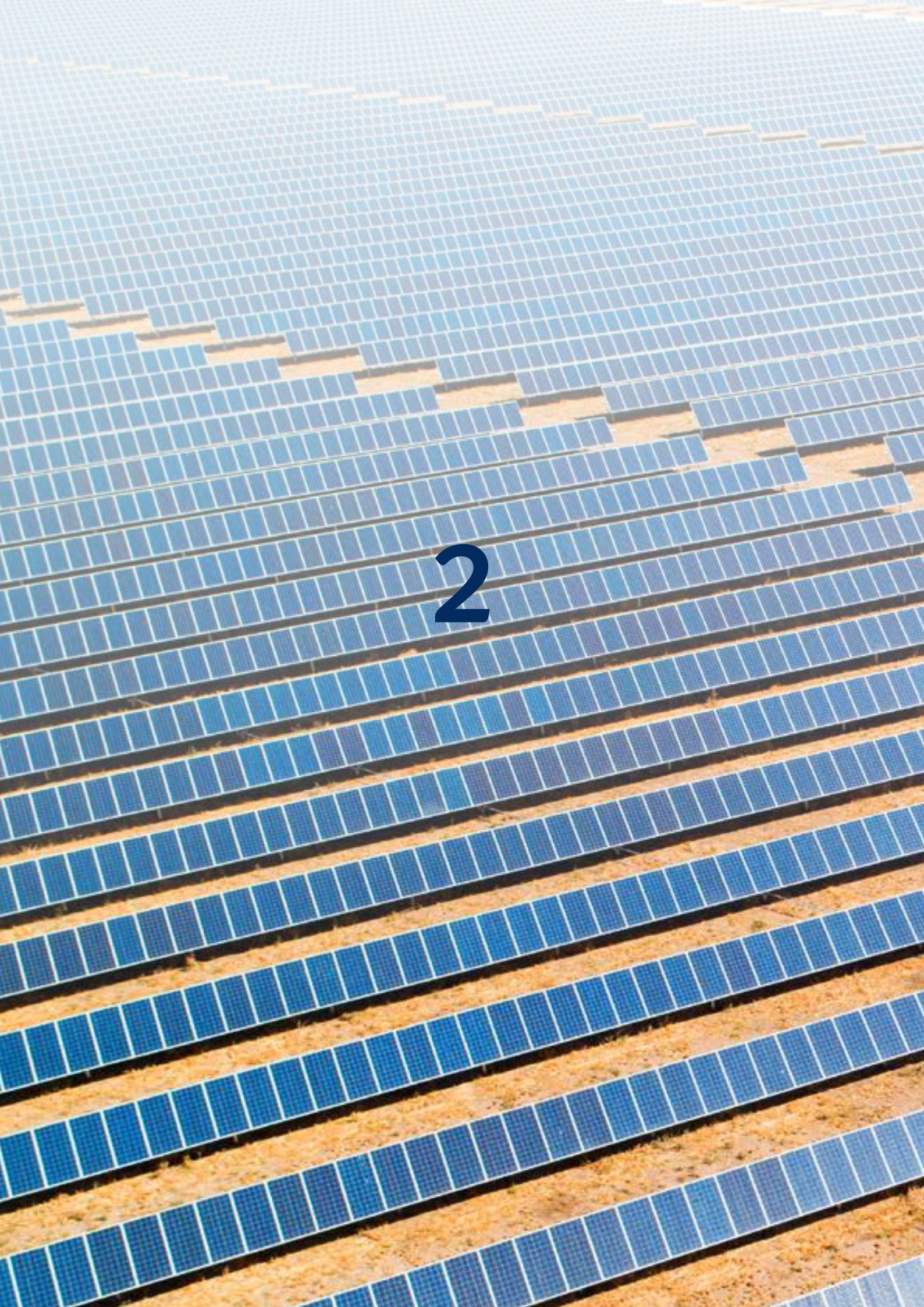
Les droits de propriété intellectuelle du Groupe se composent principalement des droits sur des signes distinctifs tels que des marques et des noms de domaine, notamment les marques verbales et semi-figuratives « Neoen » et « Neoen Développement » et les noms de domaine comportant, notamment, la dénomination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

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

Enfin, la marque semi-figurative « Neoen » a été renouvelée pour l'Union européenne le 7 décembre 2020 pour 10 ans.

1.4.3 LICENCES

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



2

COMMENTAIRES SUR L'EXERCICE

2.1	INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE	50	2.5.3	Indicateurs suivis par le Groupe	71
2.1.1	EBITDA ajusté	50	2.5.4	Passage de l'endettement financier consolidé à la dette nette	72
2.1.2	EBIT ajusté	50	2.5.5	Restrictions éventuelles à l'utilisation de capitaux	74
2.1.3	Résultat net ajusté de l'ensemble consolidé	51	2.5.6	Sources de financements attendues pour les investissements futurs	75
2.1.4	Dette nette	51	2.5.7	Situation et flux de trésorerie	75
2.1.5	Ratio de levier	52	2.5.8	Investissements	77
2.2	INFORMATIONS SUR LES PRINCIPALES DONNÉES OPÉRATIONNELLES	53	2.6	PROCÉDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGE	79
2.3	PERSPECTIVES ET TENDANCES	54	2.7	CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE	80
2.4	ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT	55	2.8	AUTRES INFORMATIONS	80
2.4.1	Faits marquants de la période	55	2.8.1	Événements postérieurs à la clôture	80
2.4.2	Commentaires sur l'activité	56	2.8.2	Autres informations relatives à la société mère Neoen S.A.	80
2.5	FINANCEMENTS ET INVESTISSEMENTS	69			
2.5.1	Politique de financement et gestion de la trésorerie	69			
2.5.2	Financement des projets par endettement	70			

2.1 INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE

Le Groupe présente, en complément des mesures IFRS, plusieurs indicateurs supplémentaires : l'EBITDA ajusté, l'EBIT ajusté, le résultat net ajusté de l'ensemble consolidé, 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.

Le Groupe conclut des contrats d'achat d'électricité de moyen et long terme avec des contreparties commerciales, dits « *Corporate Power Purchase Agreements* » (« *CPPA* »). Parmi ceux-ci, certains prévoient un règlement financier entre les parties et sont des instruments financiers dérivés au sens de la norme IFRS 9 « instruments financiers ». La variation de juste valeur de ces contrats, qui n'ont pas été qualifiés d'instruments de couverture, est comptabilisée en résultat opérationnel courant dans les états financiers du Groupe (se reporter aux notes 9 « autres produits et charges opérationnels courants » et 20.3 « instruments financiers dérivés » des comptes consolidés). Cette variation, associée à l'évolution des prix de marché de l'électricité, a un caractère volatil et non maîtrisable et est appelée à s'éteindre au moment de la livraison de la production physique sous-jacente. Le Groupe retrace ainsi la variation de juste valeur de ces instruments financiers dérivés énergie (qui est par ailleurs sans incidence en trésorerie) de l'EBITDA et de l'EBIT (indicateurs alternatifs de performance retenus dans son information sectorielle) ainsi que du résultat net de l'ensemble consolidé.

2.1.1 EBITDA AJUSTÉ

La réconciliation entre le résultat opérationnel courant et l'EBITDA ajusté est la suivante :

(En millions d'euros)	Exercice 2023	Exercice 2022	Var	Var (en %)
Résultat opérationnel courant	383,3	262,1	+ 121,2	+ 46%
Amortissements opérationnels courants	176,0	151,0	+ 25,0	+ 17%
Charges IFRS 2	4,2	3,8	+ 0,4	+ 10%
Variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(88,6)	(2,8)	- 85,8	x32
EBITDA ajusté^(a)	474,8	414,0	+ 60,8	+ 15%

(a) La notion d'EBITDA ajusté correspond au résultat opérationnel courant, qui inclut les produits nets de cessions de projets et d'actifs du portefeuille résultant de l'activité de farm-down, retraité :

- des dotations aux amortissements opérationnels courants ;
- de la charge résultant de l'application de la norme IFRS 2 « paiement fondé sur des actions », et ;
- de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie.

2.1.2 EBIT AJUSTÉ

La réconciliation entre le résultat opérationnel courant et l'EBIT ajusté est la suivante :

(En millions d'euros)	Exercice 2023	Exercice 2022	Var	Var (en %)
Résultat opérationnel courant	383,3	262,1	+ 121,2	+ 46%
Variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(88,6)	(2,8)	- 85,8	x32
EBIT ajusté^(a)	294,7	259,3	+ 35,4	+ 14%

(a) La notion d'EBIT ajusté correspond au résultat opérationnel courant retraité de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie.

2.1.3 RÉSULTAT NET AJUSTÉ DE L'ENSEMBLE CONSOLIDÉ

La réconciliation entre le résultat net de l'ensemble consolidé et le résultat net ajusté de l'ensemble consolidé est la suivante :

(En millions d'euros)	Exercice 2023	Exercice 2022	Var	Var (en %)
Résultat net de l'ensemble consolidé	147,4	45,7	+ 101,7	x3
Variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(88,6)	(2,8)	- 85,8	x32
Effet impôt lié à la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	21,5	5,1	+ 16,4	x4
Résultat net ajusté de l'ensemble consolidé^(a)	80,4	48,0	+ 32,4	+ 67%

(a) La notion de résultat net ajusté de l'ensemble consolidé correspond au résultat net de l'ensemble consolidé retraité de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie et de l'effet impôt afférent.

2.1.4 DETTE NETTE

(En millions d'euros)	31.12.2023	31.12.2022	Var	Var (en %)
Total dettes financières^(a)	3 804,1	3 509,3	+ 294,8	+ 8%
Investisseurs minoritaires et autres ^(b)	(54,9)	(40,2)	- 14,8	- 37%
Total dettes financières ajustées	3 749,1	3 469,1	+ 280,0	+ 8%
Trésorerie et équivalents de trésorerie ^(c)	(773,7)	(622,8)	- 150,9	- 24%
Dépôts de garantie ^(d)	(80,5)	(79,0)	- 1,5	- 2%
Instruments financiers dérivés de taux actifs ^(e)	(214,9)	(302,7)	+ 87,8	+ 29%
Total dette nette^(f)	2 680,0	2 464,6	+ 215,4	+ 9%

(a) Comprend essentiellement les dettes liées au financement des projets, les composantes dettes des OCEANes vertes et les dettes locatives qui sont incluses dans le calcul de la dette nette, en regard d'un EBITDA ajusté qui n'inclut pas les charges de loyers (application de la norme IFRS 16 « contrats de location »). Les dettes financières sont détaillées en section 4.1 - note 20.2 des comptes consolidés.

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

(c) L'évolution de ce poste est détaillée au paragraphe 2.4.2.4 « bilan consolidé simplifié » du présent document.

(d) Comprend principalement des dépôts de garantie constitués dans le cadre de financements de projets, au titre notamment de comptes de réserve du service de la dette (Debt Service Reserve Account ou DSRA), ou dans le cadre de leur construction.

(e) Instruments financiers dérivés de taux ayant une valeur de marché positive. Les instruments financiers dérivés de taux dont la valeur de marché est négative figurent dans le total des dettes financières. L'évolution par rapport au 31 décembre 2022 s'explique par la dégradation de la juste valeur des instruments financiers dérivés de taux, dans un contexte de baisse des taux d'intérêts à long terme en zone Euro et en Australie sur l'exercice 2023 (se reporter à la section 4.1 note 20.3 des comptes consolidés).

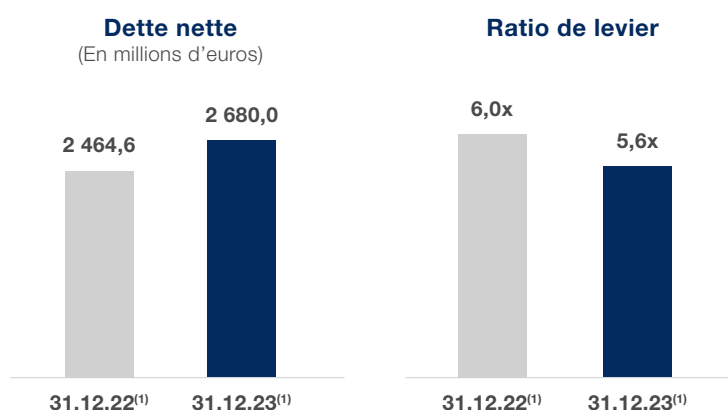
(f) La dette nette au 31 décembre 2023 et celle au 31 décembre 2022 incluent des disponibilités en attente de reversement à EDF OA, correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat. Au cours de l'année 2023, en raison de l'établissement des modalités effectives de remboursements de ces sommes dues, 84,3 millions d'euros ont été reversés à EDF OA. Compte tenu de ces remboursements, et de la différence constatée entre les prix de marché et les tarifs des contrats d'achats au cours de l'exercice, le solde des sommes à rembourser s'élève à 19,7 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 90,3 millions d'euros au 31 décembre 2022), montant ayant vocation à être reversé en 2024. Par ailleurs, du fait de la baisse des taux d'intérêts à long terme en zone Euro et en Australie sur l'exercice 2023, la juste valeur positive des instruments financiers de taux a diminué pour s'établir à 214,9 millions d'euros au 31 décembre 2023. En excluant ces deux éléments, à caractère temporaire et volatil, la dette nette se serait établie à 2 914,5 millions d'euros au 31 décembre 2023 (+ 57,0 millions d'euros, soit + 2 %, par rapport à la clôture de l'exercice 2022).

2.1.5 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 ajusté (calculé sur les 12 derniers mois).

	31.12.2023 ⁽¹⁾	31.12.2022 ⁽¹⁾
Ratio de levier	5,6x	6,0x

Évolution de la dette nette et du ratio de levier du Groupe



¹ La dette nette au 31 décembre 2023 et celle au 31 décembre 2022 incluent des disponibilités en attente de reversement à EDF OA, correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat. Au cours de l'année 2023, en raison de l'établissement des modalités effectives de remboursements de ces sommes dues, 84,3 millions d'euros ont été reversés à EDF OA. Compte tenu de ces remboursements, et de la différence constatée entre les prix de marché et les tarifs des contrats d'achats au cours de l'exercice, le solde des sommes à rembourser s'élève à 19,7 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 90,3 millions d'euros au 31 décembre 2022), montant ayant vocation à être reversé en 2024. Par ailleurs, du fait de la baisse des taux d'intérêts à long terme en zone Euro et en Australie sur l'exercice 2023, la juste valeur positive des instruments financiers de taux a diminué pour s'établir à 214,9 millions d'euros au 31 décembre 2023. En excluant ces deux éléments, à caractère temporaire et volatil, la dette nette et le ratio de levier se seraient respectivement établis à 2 914,5 millions d'euros et à 6,1x au 31 décembre 2023 contre 2 857,6 millions d'euros et 6,9x au 31 décembre 2022.

2.2 INFORMATIONS SUR LES PRINCIPALES DONNÉES OPÉRATIONNELLES

Le portefeuille du Groupe s'établit à 27,6 GW au 31 décembre 2023 contre 19,3 GW à fin décembre 2022. Son évolution est détaillée dans le tableau ci-après et au paragraphe 2.4.1.1 « poursuite de la croissance du portefeuille ».

	31.12.2023	31.12.2022	Variations
Actifs en opération (en MW)^(a)	4 983	4 051	+ 932
Amériques	890	890	-
Australie ^(b)	2 055	1 455	+ 600
Europe-Afrique ^(c)	2 038	1 706	+ 332
Actifs en construction (en MW)^(a)	3 000	2 523	+ 477
Amériques	93	93	-
Australie ^(d)	1 697	1 529	+ 168
Europe-Afrique ^(e)	1 210	901	+ 309
Projets awarded (en MW)	1 000	782	+ 218
Amériques ^(f)	216	-	+ 216
Australie	215	215	-
Europe-Afrique ^(g)	569	567	+ 2
Total des MW du secured portfolio	8 983	7 356	+ 1 627

Projets tender-ready et advanced development (en MW)	31.12.2023	31.12.2022	Variations
Amériques ^(h)	3 221	1 313	+ 1 908
Australie ⁽ⁱ⁾	6 110	4 795	+ 1 315
Europe-Afrique ^(j)	9 313	5 830	+ 3 483
Total des MW de l'advanced pipeline	18 644	11 938	+ 6 706

Total Portefeuille	27 627	19 294	+ 8 333
Projets early stage	> 10 GW	> 10 GW	

(a) Capacité brute intégrant les participations dans des projets où Neoen est minoritaire : Cestas (300,0 MWc, détenus à 36 % par Neoen), Seixal (8,8 MWc, détenus à 50 % par Neoen), Les Beaux Monts (24,2 MW entrés en opération en 2023), Le Berger (22,6 MW entrés en opération en 2023), Saint-Sauvant (20,6 MW), trois actifs pour lesquels Neoen a cédé 95 % de sa participation en 2022. Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 8.6 « glossaire » du présent document.

(b) La croissance de la capacité en opération en Australie résulte du passage en opération de la centrale solaire de Western Downs (460 MWc) et de la centrale éolienne de Kaban (157 MW), effet partiellement compensé par la fin d'exploitation de la centrale de Degrussa (17 MW).

(c) La croissance de la capacité en opération dans la zone Europe-Afrique résulte du passage en opération de douze centrales solaires françaises (194 MWc), de trois centrales éoliennes françaises (64 MW), de trois centrales solaires irlandaises (58 MWc), de la centrale éolienne finlandaise de Bjorkliden 1&2 (40 MW) et de la centrale de stockage française Antugnac Stockage (8 MW / 8 MWh), effet partiellement compensé par la cession de la centrale solaire de Cabrela au Portugal (13 MWc) et de plusieurs centrales solaires en France (19 MWc) dans le cadre des opérations de farm-down.

(d) La progression de la capacité en construction en Australie résulte de l'entrée en construction de la centrale solaire de Culcairn (440 MWc), de Collie Battery (219 MW / 877 MWh) et de Western Downs Storage X (58 MW / 116 MWh), de variations de puissance pour 67 MW, effet partiellement compensé par le passage en opération des centrales précédemment citées (se reporter à la note (b) ci-avant).

(e) La croissance de la capacité en construction dans la zone Europe-Afrique résulte principalement de l'entrée en construction des centrales éoliennes finlandaises de Storbölet (105 MW) et de Lumivaara (56 MW), de la centrale solaire suédoise d'Hultsfred (100 MWc), de la centrale de stockage suédoise d'Isbillen Power Reserve (94 MW / 94 MWh), de la centrale de stockage finlandaise d'Ylikkälä Power Reserve 2 (56 MW / 113 MWh) et de neuf centrales solaires françaises (161 MWc), effet partiellement compensé par le passage en opération des centrales précédemment citées (se reporter à la note (c) ci-avant).

(f) La progression observée sur la zone Amériques résulte du passage en awarded des projets équatoriens d'Imbabura Solar (72 MWc), d'Ambi Solar (72 MWc) et d'Intyana (72 MWc).

(g) La progression observée dans la zone Europe-Afrique résulte principalement de la croissance nette des MW awarded solaires français (270 MWc) et des MW awarded éoliens français (35 MW), effets partiellement compensés par l'entrée en construction des actifs précédemment cités (se reporter à la note (e) ci-avant).

(h) La croissance observée sur la zone Amériques s'explique par + 1 229 MWc provenant du stade early stage, + 965 MW de nouveaux projets entrés au portefeuille sur la période, + 50 MW de réévaluations de puissance sur des projets existants, partiellement compensés par - 216 MW de projets équatoriens passés en awarded sur la période et par - 100 MW liés à l'abandon d'un projet solaire argentin.

(i) La hausse observée sur la zone Australie s'explique par + 1 300 MW de projets provenant du stade early stage, + 675 MW de nouveaux projets entrés au portefeuille sur la période, + 363 MW de réévaluations de puissance, partiellement compensés par - 450 MW de projets entrés en construction, - 260 MW de projets abandonnés et - 313 MW liés à la cession du projet de centrale solaire de Goorambat dans le cadre des opérations de farm-down.

(j) La progression observée sur la zone Europe-Afrique s'explique par l'entrée au portefeuille de nouveaux projets et de projets provenant du stade early stage pour respectivement + 2 729 MW et + 1 660 MW, la renonciation à des tarifs sur certains projets pour + 78 MW, effets partiellement compensés par l'abandon de certains projets pour - 163 MW, le passage de plusieurs projets en phase awarded ou en construction pour - 547 MW, le déclassement d'un projet au stade early stage pour - 200 MW et des variations de puissance à hauteur de - 75 MW.

	Exercice 2023	Exercice 2022	Variations
Production (GWh)	7 536	5 957	+ 27%
Taux de disponibilité moyen des actifs en exploitation			
photovoltaïque ^(a) (%)	92,2%	86,4%	+ 5,8 pt
éolien ^(b) (%)	94,6%	97,3%	- 2,7 pt
Load factor^(c) moyen des actifs en exploitation			
photovoltaïque (%)	19,1%	19,1%	-
éolien ^(d) (%)	27,7%	28,5%	- 0,8 pt
Durée résiduelle des contrats de vente d'électricité			
photovoltaïque (années, pondéré par MWc)	13,5	13,5	-
éolien (années, pondéré par MW)	10,9	11,3	- 1,4 pt

(a) La disponibilité moyenne des installations photovoltaïques en exploitation est en progression, en raison principalement de moindres difficultés techniques rencontrées par la centrale d'El Llano au Mexique par rapport à l'exercice 2022. Le remplacement de son transformateur a ainsi été finalisé fin 2023. En excluant cette centrale, le taux de disponibilité moyen des actifs solaires du Groupe se serait établi à 98,3 % sur l'exercice 2023.

(b) La disponibilité moyenne des installations éoliennes en exploitation est en diminution, en raison d'une défaillance temporaire ayant affecté des dispositifs de câblage de la partie sud de la centrale de Mutkalampi au cours du premier trimestre. Retraité de cet effet spécifique, le taux de disponibilité moyen des actifs éoliens du Groupe se serait établi à 97,1 % sur l'exercice 2023.

(c) 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.

(d) La baisse du facteur de charge éolien entre l'exercice 2022 et l'exercice 2023 résulte d'une disponibilité temporairement réduite de la centrale de Mutkalampi et de conditions de vents peu favorables en Australie, effets partiellement compensés par des conditions de vent favorables en France.

2.3 PERSPECTIVES² ET TENDANCES

Neoen prévoit pour l'année 2024 un EBITDA ajusté compris entre 530 et 560 millions d'euros³, soit une croissance annuelle à deux chiffres, comme annoncé dans son plan stratégique, ainsi qu'un taux de marge d'EBITDA ajusté supérieur à 85 %.

Le Groupe confirme par ailleurs son ambition de voir son EBITDA ajusté dépasser 700 millions d'euros en 2025 et sa capacité totale en opération ou en construction atteindre 10 GW dans le courant de l'année 2025.

L'ensemble des objectifs du Groupe tient compte de la meilleure estimation à date du calendrier d'exécution de ses projets et de sa vision actuelle de l'évolution des prix de marché.

² Ces perspectives ont été élaborées (i) conformément aux méthodes comptables appliquées aux informations financières historiques (se reporter aux notes 1 et 2 de la section 4.1 du présent document) et (ii) sur la base du périmètre de consolidation de Neoen à fin décembre 2023. La définition de l'EBITDA ajusté est identique à celle qui a été retenue à fin décembre 2023 (se reporter au paragraphe 2.1.1 du présent document).

³ Cette prévision d'EBITDA ajusté tient compte des produits nets de cessions de projets et d'actifs du portefeuille que le Groupe anticipe de réaliser dans le cadre de l'activité de farm-down, pour une contribution qui demeurera inférieure à 20 % de l'EBITDA ajusté de l'exercice et 20 % de la croissance annuelle du portefeuille sécurisé.

2.4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT

2.4.1 FAITS MARQUANTS DE LA PÉRIODE

2.4.1.1 POURSUITE DE LA CROISSANCE DU PORTEFEUILLE

Les capacités en opération ou en construction⁴ ont atteint 8,0 GW à fin décembre 2023 contre 6,6 GW à fin décembre 2022.

Au cours de l'année 2023, le Groupe a mis en opération deux projets majeurs en Australie : le parc solaire de Western Downs (460 MWc), et le parc éolien de Kaban (157 MW). En France, ce sont douze centrales solaires d'une capacité totale de 194 MWc, trois parcs éoliens d'une capacité totale de 64 MW ainsi que la batterie d'Antugnac (8 MW / 8 MWh) qui sont entrés en opération en 2023. A cela se sont ajoutés le parc éolien de Björkliden (40 MW) en Finlande ainsi que trois centrales solaires d'une capacité totale de 58 MWc en Irlande au cours du quatrième trimestre 2023. Le Groupe a par ailleurs cédé en 2023 la centrale solaire de Cabrela au Portugal (13 MWc), ainsi que quatre centrales solaires en France d'une puissance cumulée de 19 MWc, et mis fin à l'exploitation de la centrale de Degussa en Australie (17 MW), dont le démantèlement a été engagé.

Par ailleurs, Neoen a lancé la construction de 1,4 GW en 2023, comprenant la ferme solaire de Culcain (440 MWc), Collie Battery (219 MW / 877 MWh) et l'extension de la batterie Western Downs Storage (58 MW / 116 MWh) en Australie, les parcs éoliens de Storbötet (105 MW) et Lumivaara (56 MW) ainsi que la batterie Ylikkälä Power Reserve 2 (56 MW / 113 MWh) en Finlande, le parc solaire d'Hultsfred (100 MWc) et la batterie Isbillen Power Reserve (94 MW / 94 MWh) en Suède, neuf centrales solaires pour une capacité totale de 161 MWc et le parc éolien des Ailes de Foulzy (21 MW) en France, le parc solaire de Foral (43 MWc) au Portugal, et enfin trois centrales solaires pour une capacité totale de 25 MWc en Italie.

Le portefeuille sécurisé⁴ (actifs en opération, en construction ou *awarded*⁴) représentait 9,0 GW au 31 décembre 2023 contre 7,4 GW à fin décembre 2022. En 2023, les nouveaux projets *awarded*⁴ ont quant à eux représenté 1,6 GW⁵ et intègrent :

- 717 MW remportés en Australie avec Culcain (440 MWc), Collie Battery (219 MW / 877 MWh) et Western Downs Storage X (58 MW / 116 MWh) entrés en construction ;
- 381 MWc remportés en France lors des derniers appels d'offres gouvernementaux pour les centrales solaires et répartis sur 22 projets ;
- 216 MWc remportés en Équateur à l'issue d'un appel d'offre gouvernemental, répartis en trois projets solaires de même capacité (Imbabura, Ambi et Intyana) ;
- 116 MW remportés en Finlande avec la fraction non contractée des projets éoliens de Storbötet (45 MW) et Lumivaara (14 MW), ainsi que la batterie Ylikkälä Power Reserve 2 (56 MW / 113 MWh) dont les constructions ont été lancées ;

- 104 MW remportés en Suède, avec la batterie Isbillen Power Reserve (94 MW / 94 MWh) et la fraction non contractée du projet solaire d'Hultsfred (10 MWc) dont les constructions ont été lancées ;
- 68 MW remportés en France répartis sur 4 parcs éoliens ;
- 43 MWc remportés au Portugal avec le projet solaire de Foral ;
- 25 MWc remportés en Italie, répartis en trois projets solaires entrés en construction.

Le total du portefeuille (hors projets *early-stage*⁴) ressort à 27,6 GW à fin décembre 2023 contre 19,3 GW à fin décembre 2022, soit une hausse de 8,3 GW (+ 43 %).

2.4.1.2 NEOEN LÈVE AVEC SUCCÈS 750,4 MILLIONS D'EUROS VIA UNE AUGMENTATION DE CAPITAL

Le 29 mars 2023, Neoen a réalisé avec succès une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, lancée le 7 mars 2023, dont la période de souscription s'est étalée du 10 au 22 mars 2023 inclus. Le montant brut de cette augmentation de capital (prime d'émission incluse) s'est élevé à 750,4 millions d'euros et s'est traduit par l'émission de 36 694 552 actions nouvelles d'une valeur nominale de 2 euros à un prix de souscription de 20,45 euros par action nouvelle.

Le produit de l'augmentation de capital permettra à Neoen de financer son plan de développement visant à dépasser 10 GW de capacité en opération ou en construction courant 2025 mais aussi d'étendre ses capacités de stockage, notamment par l'investissement dans des batteries dotées d'une plus grande durée d'autonomie par MW installé.

Cette opération s'est traduite par un impact de 744,0 millions d'euros net de frais d'émission et net d'impôts sur les capitaux propres du Groupe.

Le lecteur est invité à se reporter à la section 4.1 – note 1.3 du présent document pour plus de détails concernant les autres faits marquants suivants :

- Plan d'attribution d'actions gratuites ;
- Paiement du dividende au titre de l'exercice 2022 ;
- Augmentation de capital réservée aux salariés ;
- Acquisition d'un ensemble de parcs éoliens en France ;
- Opérations de *farm-down* ;
- Situation de la centrale solaire de Metoro au Mozambique ;
- Non-respect de *covenants* de financements de projets.

⁴ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 8.6 « glossaire » du présent document.

⁵ Incluant +5 MW de réévaluation de puissance et le reclassement en phase tender-ready de six projets français pour une capacité totale de 78 MW.

2.4.2 COMMENTAIRES SUR L'ACTIVITÉ

La présentation et les commentaires relatifs au compte de résultat consolidé pour les années 2023 et 2022 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires, l'EBITDA ajusté et l'EBIT ajusté : 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, *farm-down* ainsi que développement et investissements et éliminations au niveau opérationnel). Les autres éléments du compte de résultat consolidé 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 au paragraphe 3.1.3 « risques liés à la situation financière du Groupe » du présent document.

La référence aux variations du chiffre d'affaires, de l'EBITDA ajusté ou de l'EBIT ajusté 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 2023 ont fait l'objet d'un audit par les commissaires aux comptes de la Société et sont présentés dans leur intégralité au chapitre 4 du présent document.

2.4.2.1 CHIFFRES CLÉS

(En millions d'euros)	Exercice 2023	Exercice 2023 (tcc)	Exercice 2022	Var (tcc)	Var (tcc) (en %)	Var	Var (en %)
Chiffre d'affaires	524,4	541,9	503,2	+ 38,6	+ 8%	+ 21,2	+ 4%
Ventes d'énergies sous contrat	382,7	393,8	309,2	+ 84,6	+ 27%	+ 73,5	+ 24%
Ventes d'énergies sur le marché	119,4	124,7	171,5	- 46,9	- 27%	- 52,1	- 30%
Autres produits	22,3	23,4	22,5	+ 0,9	+ 4%	- 0,2	- 1%
EBITDA ajusté^(a)	474,8	488,6	414,0	+ 74,6	+ 18%	+ 60,8	+ 15%
Marge d'EBITDA ajusté	91%	90%	82%				
EBIT ajusté^(a)	294,7	302,0	259,3	+ 42,7	+ 16%	+ 35,4	+ 14%
Marge d'EBIT ajusté	56%	56%	52%				
Résultat financier	(152,7)	(158,2)	(152,7)	- 5,5	- 4%	- 0,1	- 0%
Résultat net ajusté de l'ensemble consolidé^(a)	80,4	80,7	48,0	+ 32,7	+ 68%	+ 32,4	+ 67%

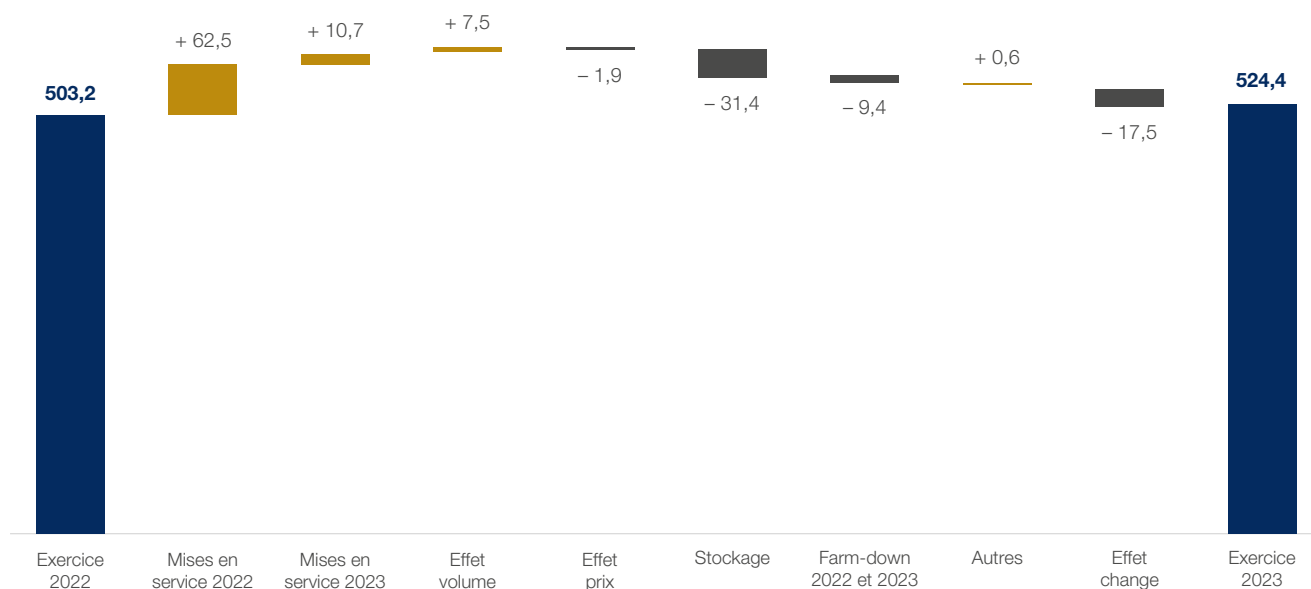
(a) La définition et le calcul de ces agrégats sont détaillés à la section 2.1 « indicateurs alternatifs de performance » du présent document.

Évolution du chiffre d'affaires et de l'EBITDA ajusté

L'évolution du chiffre d'affaires et de l'EBITDA ajusté du Groupe entre l'année 2022 et l'année 2023 se présente comme suit :

Évolution du chiffre d'affaires

(En millions d'euros)



Évolution de l'EBITDA ajusté

(En millions d'euros)



2.4.2.2 RÉSULTATS SECTORIELS

Les résultats sectoriels des exercices 2022 et 2023 sont ainsi présentés pour chacun des segments opérationnels du Groupe : éolien, solaire, stockage, *farm-down*, développement et investissements, et éliminations.

(En millions d'euros)	Chiffre d'affaires				EBITDA ajusté ^(a)				EBIT ajusté ^(b)			
	Exercice 2023	Exercice 2022	Var	Var (en %)	Exercice 2023	Exercice 2022	Var	Var (en %)	Exercice 2023	Exercice 2022	Var	Var (en %)
Europe-Afrique												
Éolien	153,1	132,1	+ 21,0	+ 16%	119,6	106,9	+ 12,7	+ 12%	75,9	76,5	- 0,6	- 1%
Solaire	72,2	64,4	+ 7,7	+ 12%	66,8	50,9	+ 16,0	+ 31%	46,0	32,4	+ 13,5	+ 42%
Stockage	10,9	11,4	- 0,5	- 4%	8,0	6,2	+ 1,8	+ 29%	6,2	4,8	+ 1,5	+ 31%
<i>Farm-down</i>	-	-	-	N/A	44,2	16,4	+ 27,7	x3	44,2	16,4	+ 27,7	x3
Total	236,2	208,0	+ 28,2	+ 14%	238,6	180,4	+ 58,2	+ 32%	172,2	130,2	+ 42,1	+ 32%
En %	45% ^(e)	41% ^(e)			101% ^(f)	87% ^(f)			73% ^(g)	63% ^(g)		
Australie												
Éolien	98,1	84,5	+ 13,6	+ 16%	78,8	71,9	+ 6,9	+ 10%	48,7	45,6	+ 3,1	+ 7%
Solaire	63,0	53,1	+ 9,9	+ 19%	67,4	73,9	- 6,5	- 9%	44,2	56,1	- 11,9	- 21%
Stockage	46,2	80,2	- 33,9	- 42%	45,7	61,9	- 16,2	- 26%	23,9	38,8	- 14,9	- 38%
<i>Farm-down</i>	-	-	-	N/A	4,4	-	+ 4,4	N/A	4,4	-	+ 4,4	N/A
Total	207,3	217,8	- 10,5	- 5%	196,3	207,6	- 11,3	- 5%	121,2	140,5	- 19,3	- 14%
En %	40% ^(e)	43% ^(e)			95% ^(f)	95% ^(f)			58% ^(g)	65% ^(g)		
Amériques												
Solaire	78,6	76,6	+ 2,0	+ 3%	74,6	56,8	+ 17,9	+ 32%	47,9	30,0	+ 18,0	+ 60%
Total	78,6	76,6	+ 2,0	+ 3%	74,6	56,8	+ 17,9	+ 32%	47,9	30,0	+ 18,0	+ 60%
En %	15% ^(e)	15% ^(e)			95% ^(f)	74% ^(f)			61% ^(g)	39% ^(g)		
Autres												
Développement et investissements ^(c)	123,6	82,3	+ 41,3	+ 50%	(3,2)	(8,4)	+ 5,2	+ 62%	(16,4)	(20,5)	+ 4,1	+ 20%
Éliminations ^(d)	(121,3)	(81,4)	- 39,9	- 49%	(31,4)	(22,3)	- 9,1	- 41%	(30,3)	(20,9)	- 9,5	- 45%
Total	2,3	0,9	+ 1,4	x3	(34,6)	(30,7)	- 3,9	- 13%	(46,7)	(41,4)	- 5,4	- 13%
TOTAL	524,4	503,2	+ 21,2	+ 4%	474,8	414,0	+ 60,8	+ 15%	294,7	259,3	+ 35,4	+ 14%
Dont éolien	251,2	216,6	+ 34,6	+ 16%	198,4	178,6	+ 19,6	+ 11%	124,6	122,0	+ 2,5	+ 2%
Dont solaire	213,7	194,1	+ 19,6	+ 10%	208,8	181,6	+ 27,4	+ 15%	138,1	118,6	+ 19,6	+ 17%
Dont stockage	57,1	91,6	- 34,4	- 38%	53,7	68,1	- 14,4	- 21%	30,2	43,6	- 13,4	- 31%
Dont <i>farm-down</i>	-	-	-	N/A	48,6	16,4	+ 32,1	x3	48,6	16,4	+ 32,1	x3

(a) Pour plus de détail sur la définition et le calcul de cet agrégat, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.1.1 du présent document « EBITDA ajusté ».

(b) Pour plus de détail sur la définition et le calcul de cet agrégat, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.1.2 du présent document « EBIT ajusté ».

(c) Le chiffre d'affaires de ce secteur est essentiellement composé de 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) ainsi qu'à des tiers.

(d) 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 ».

(e) Les pourcentages correspondent à la contribution de chaque zone géographique au chiffre d'affaires du Groupe (hors développement et investissements, et éliminations).

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

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

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé du Groupe s'est élevé à 524,4 millions d'euros au cours de l'exercice 2023 (541,9 millions d'euros à taux de change constants), en hausse de **+ 21,2 millions d'euros**, soit **+ 4 %** par rapport à l'exercice 2022 (+ 8 % à taux de change constants).

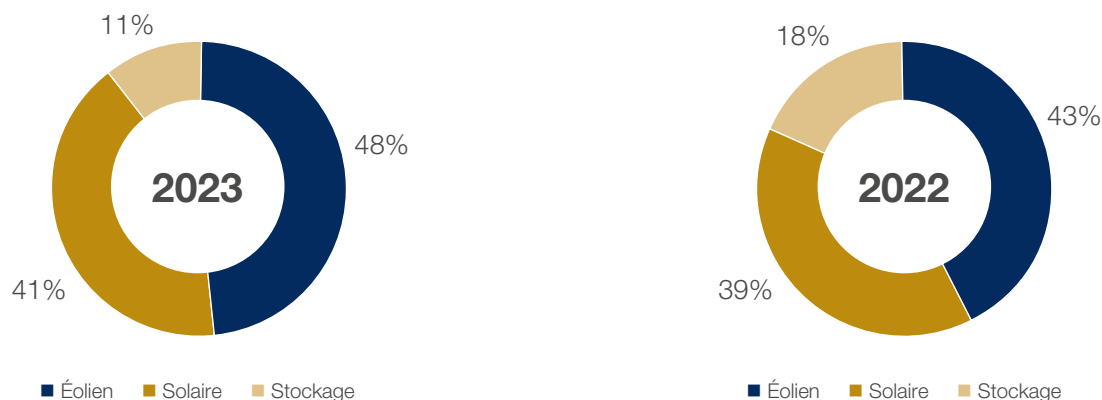
Cette croissance s'explique principalement par la contribution en année pleine des actifs entrés en production en 2022 en Australie, en France et en Finlande et par celle, au *pro rata temporis*, des centrales entrées en production en 2023, essentiellement en

France. Elle intègre ainsi le chiffre d'affaires *early generation*⁶, qui a continué à bénéficier d'un contexte de prix de marché élevés, essentiellement au premier semestre.

La croissance du chiffre d'affaires a toutefois été limitée par le recul de la contribution des centrales mises en service avant le 1^{er} janvier 2022, et tout particulièrement des batteries australiennes, qui avaient bénéficié d'un environnement de marché particulièrement volatil au cours de l'exercice 2022, ainsi que par l'effet négatif associé aux centrales cédées en 2022 et en 2023 dans le cadre des opérations de *farm-down* réalisées.

Évolution du chiffre d'affaires par segments opérationnels

L'évolution de la répartition du chiffre d'affaires par segments opérationnels, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.



Le segment éolien est resté le premier contributeur au chiffre d'affaires consolidé du Groupe (48 % en 2023, contre 43 % en 2022).

Le chiffre d'affaires de ce segment s'est établi à 251,2 millions d'euros en 2023 (**+ 34,6 millions d'euros**), soit **+ 16 %** par rapport à 2022.

• Europe-Afrique (+ 21,0 millions d'euros)

La croissance du chiffre d'affaires s'explique essentiellement par la contribution des centrales mises en service avant le 1^{er} janvier 2022 (**+ 12,9 millions d'euros**), portée principalement par de meilleures conditions de vent et, dans une moindre mesure, une progression des prix contractés en France. À cela s'est ajoutée la contribution en année pleine des actifs entrés en production en 2022 (**+ 9,0 millions d'euros**), essentiellement celle de la centrale de Mutkalampi en Finlande, qui a continué à bénéficier d'*early generation revenue* importants au cours du premier semestre 2023, et ce, avant le démarrage de ses différents *PPA*, intervenu au cours des deuxième et troisième trimestres 2023, et celle de centrales en France.

Cette progression a toutefois été partiellement compensée par l'impact de la cession de la centrale de Saint-Sauvant au second semestre 2022 (**- 3,9 millions d'euros**).

• Australie (+ 13,6 millions d'euros)

La croissance du chiffre d'affaires résulte principalement de la contribution de la centrale de Kaban, qui avait commencé à injecter de l'électricité dans le réseau à partir de novembre 2022, et qui a bénéficié d'*early generation revenue* jusqu'au démarrage de son contrat long terme au 1^{er} janvier 2024 (**+ 29,4 millions d'euros**).

Cette hausse est toutefois compensée par le recul de la contribution des autres centrales éoliennes mises en service avant le 1^{er} janvier 2022 (**- 15,8 millions d'euros**), lié particulièrement à des conditions de vent défavorables et, pour la centrale de Bulgana, à de moindres ventes de certificats verts sur le marché.

Le segment solaire est le second contributeur au chiffre d'affaires consolidé du Groupe (41 % en 2023 contre 39 % en 2022).

Le chiffre d'affaires de ce segment s'est élevé à 213,7 millions d'euros en 2023 (**+ 19,6 millions d'euros**), soit **+ 10 %** par rapport à 2022.

• Australie (+ 9,9 millions d'euros)

La croissance du chiffre d'affaires résulte essentiellement de la contribution de la centrale de Western Downs, entrée en production, à capacité limitée, au cours du premier trimestre 2022, et qui a continué à bénéficier d'*early generation revenue* importants avant l'entrée en vigueur du prix de son *PPA* long terme au deuxième trimestre 2023 (**+ 16,0 millions d'euros**).

⁶ Ventes d'énergie à court terme précédant l'entrée en vigueur d'un contrat à long terme.

Cette hausse a été partiellement compensée par la baisse du chiffre d'affaires des centrales mises en service avant le 1^{er} janvier 2022 (**- 6,1 millions d'euros**), principalement liée à des conditions d'ensoleillement moindres sur la centrale de Numurkah et à un contexte de prix de marché moins favorables sur la centrale de Dubbo.

• **Europe-Afrique (+ 7,7 millions d'euros)**

La progression du chiffre d'affaires s'explique essentiellement par la contribution, au *prorata temporis*, des actifs entrés en production en 2023 en France (**+ 7,0 millions d'euros**) et, dans une moindre mesure, par l'effet année pleine associé aux actifs entrés en production en 2022 en France et en Irlande (**+ 3,5 millions d'euros**). À cela s'est ajouté l'effet positif associé à l'annulation au cours du premier trimestre 2023, d'une révision tarifaire qui affectait certaines centrales françaises depuis le dernier trimestre 2021 (**+ 3,1 millions d'euros**).

Cette progression a toutefois été partiellement compensée par l'impact de la cession, au cours de l'exercice 2023, de la centrale de Cabrela au Portugal et de plusieurs centrales solaires en France (**- 5,5 millions d'euros**). Se reporter à la section 4.1 – note 1.3 du présent document.

• **Amériques (+ 2,0 millions d'euros)**

L'évolution du chiffre d'affaires résulte essentiellement de la performance de la centrale d'El Llano au Mexique (**+ 6,5 millions d'euros**), qui a bénéficié d'un effet de comparaison favorable par rapport à l'exercice 2022, année au cours de laquelle elle avait été affectée par des difficultés techniques prolongées.

L'activité solaire a en revanche été impactée par une moindre contribution de la centrale d'Altiplano 200 en Argentine (**- 4,8 millions d'euros**) qui s'explique, d'une part, par des problèmes techniques sur le réseau durant le deuxième trimestre, et d'autre part, par des conditions d'ensoleillement moins favorables qu'en 2022.

Le segment stockage a représenté 11 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe en 2023 (contre 18 % en 2022).

Le chiffre d'affaires de ce segment a ainsi contribué à hauteur de 57,1 millions d'euros au chiffre d'affaires consolidé du Groupe en 2023 (**- 34,4 millions d'euros**), soit - 38 % par rapport à 2022.

• **Europe-Afrique (- 0,5 million d'euros)**

• **Australie (- 33,9 millions d'euros)**

Le recul du chiffre d'affaires s'explique par une moindre contribution des centrales d'Hornsedale Power Reserve (**- 19,0 millions d'euros**) et de Victorian Big Battery (**- 15,0 millions d'euros**), qui avaient bénéficié d'un environnement de marché particulièrement volatil en 2022, ayant notamment favorisé les revenus d'arbitrage et, à un degré moindre, ceux de services réseaux (FCAS).

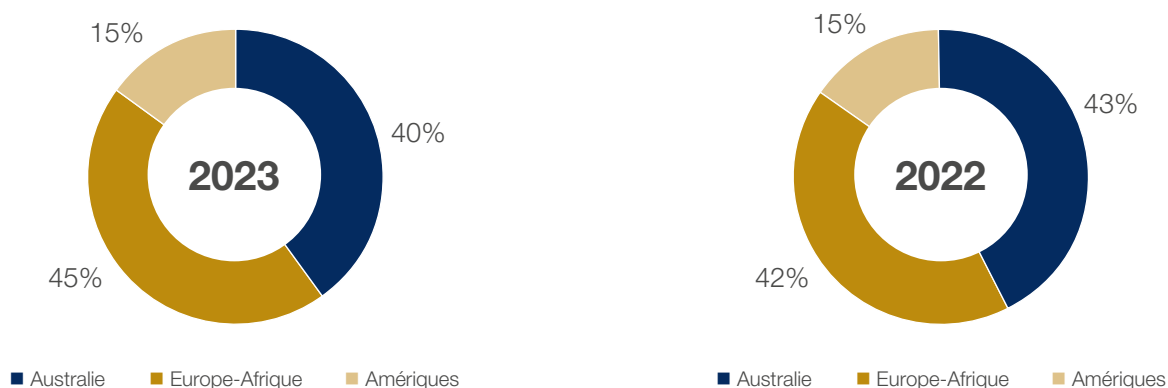
Les segments développement et investissements, et éliminations ont représenté un chiffre d'affaires de 2,3 millions d'euros en 2023 contre 0,9 million d'euros en 2022 (**+ 1,4 million d'euros**).

Sur l'exercice 2023, la part des ventes d'énergie sur le marché a atteint 23 % du chiffre d'affaires consolidé, contre 34 % sur l'exercice 2022. Ce recul reflète notamment le démarrage des PPA de la centrale de Mutkalampi en Finlande ainsi qu'une moindre contribution en 2023 des centrales d'Hornsedale Power Reserve et de Victorian Big Battery.

Rapportée au chiffre d'affaires solaire et éolien (hors revenus de l'activité de stockage), la part des ventes sur le marché a atteint 17 % du chiffre d'affaires contre 24 % en 2022.

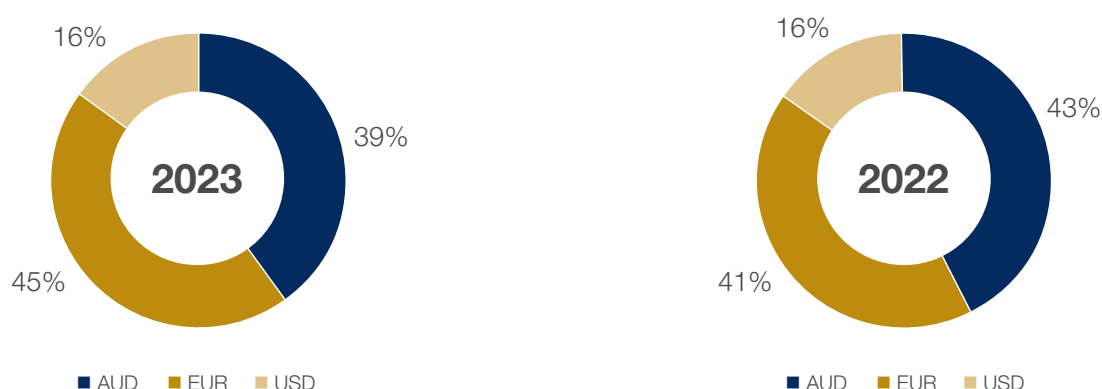
Répartition du chiffre d'affaires par zone géographique

L'évolution de la répartition du chiffre d'affaires par zone géographique, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.



Répartition du chiffre d'affaires par devise

L'évolution de la répartition du chiffre d'affaires par devise, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.



EBITDA ajusté

En 2023, l'EBITDA ajusté consolidé du Groupe s'est élevé à 474,8 millions d'euros (488,6 millions d'euros à taux de change constants), en hausse de **+ 60,8 millions d'euros**, soit + 15 % par rapport à 2022.

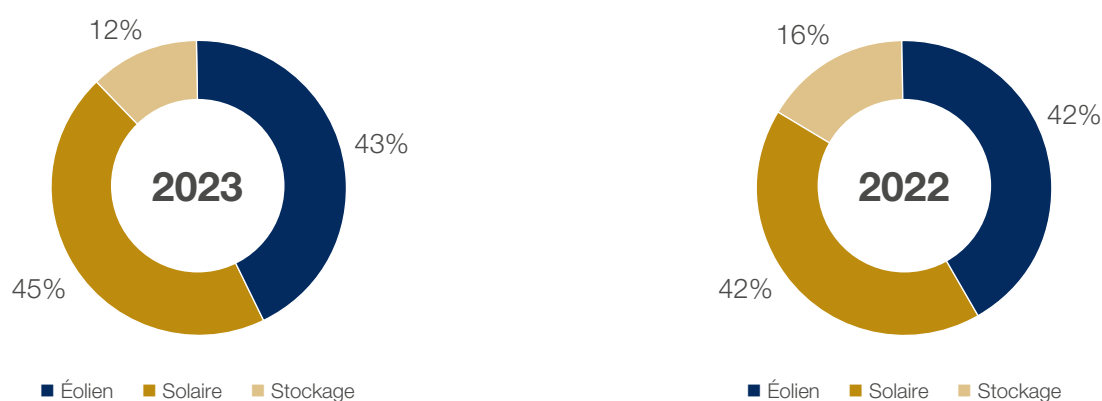
Cette croissance s'explique principalement par la contribution des actifs entrés en production et mis en service en 2022 et 2023. Elle reflète également une contribution plus élevée, d'une part, des centrales françaises mises en service avant le 1^{er} janvier 2022, qui ont bénéficié d'un effet prix positif, et pour les actifs éoliens, de meilleures conditions de vent, et d'autre part de la centrale d'EL Llano. À cela s'est ajouté l'effet des opérations de *farm-down* réalisées en 2023, à savoir la vente de la centrale solaire de Cabrela au Portugal, de quatre centrales solaires en France et d'un projet solaire en Australie.

Ces éléments ont plus que compensé l'impact, en Australie, de conditions de marché moins favorables pour l'activité de stockage ainsi que de prix de marché inférieurs et de ressources moindres pour les centrales solaires et éoliennes mises en service avant le 1^{er} janvier 2022. À cela s'est ajouté l'impact résultant de l'effet de base positif associé, en 2022, à l'exonération partielle de pénalités reconnues historiquement au titre d'un contrat de vente d'électricité dans cette géographie.

La marge d'EBITDA ajusté du Groupe s'est ainsi établie à 91 % en 2023, contre 82 % en 2022.

Évolution de l'EBITDA ajusté par segments opérationnels

L'évolution de la répartition de l'EBITDA ajusté par segments opérationnels, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.



Le segment solaire a contribué à hauteur de 208,8 millions d'euros à l'EBITDA ajusté du Groupe (+ **27,4 millions d'euros**), soit + 15 % par rapport à 2022.

La marge d'EBITDA ajusté de ce segment s'est établie à 98 % en 2023 contre 94 % en 2022.

- **Amériques (+ 17,9 millions d'euros)**

La croissance de l'EBITDA ajusté résulte essentiellement de la progression de la contribution de la centrale d'El Llano au Mexique (+ **21,1 millions d'euros**). Celle-ci a notamment bénéficié d'un effet de comparaison favorable par rapport à l'exercice 2022, année au cours de laquelle elle avait été affectée par des difficultés techniques prolongées, ainsi que d'indemnités d'assurance.

- **Europe-Afrique (+ 16,0 millions d'euros)**

L'augmentation de l'EBITDA ajusté s'explique à la fois par l'effet de la conclusion d'un accord contractuel avec un fournisseur de modules photovoltaïques portant sur la compensation de retards ayant affecté des centrales françaises et irlandaises (+ **8,7 millions d'euros**), et par la hausse du chiffre d'affaires (+ **7,7 millions d'euros** - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires).

- **Australie (- 6,5 millions d'euros)**

L'évolution de l'EBITDA ajusté s'explique essentiellement par un effet de base négatif lié à la vente, en 2023, de certificats verts qui avaient été stockés en 2022 (- **7,2 millions d'euros**) et à la constatation en 2022, d'indemnités contractuelles compensant des retards dans la montée en charge d'une centrale plus élevées qu'en 2023 (- **6,0 millions d'euros**). A cela s'est ajoutée la hausse des charges d'exploitation (- **3,2 millions d'euros**) principalement liée au ramp-up de la production de la centrale de Western Downs.

Ces effets ont été partiellement compensés par la croissance du chiffre d'affaires (+ **9,9 millions d'euros** - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires).

Le segment éolien a contribué à hauteur de 198,4 millions d'euros à l'EBITDA ajusté du Groupe (+ **19,6 millions d'euros**), soit + 11 % par rapport à 2022.

La marge d'EBITDA ajusté de ce segment s'est établie à 79 % en 2023 contre 82 % en 2022, du fait principalement de la centrale de Mutkalampi qui avait bénéficié d'*early generation revenue* importants au deuxième semestre 2022, dans un contexte de prix de marchés élevés, avant le démarrage de ses différents PPA aux deuxième et troisième trimestres 2023.

- **Europe-Afrique (+ 12,7 millions d'euros)**

La croissance de l'EBITDA ajusté s'explique essentiellement par la progression du chiffre d'affaires (+ **21,0 millions d'euros** - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires) et par la compensation, par son constructeur, des conséquences associées à des problématiques temporaires de disponibilité rencontrées par une centrale en Finlande au cours du premier trimestre (+ **6,0 millions d'euros**). Ces effets ont été partiellement compensés par une progression des charges d'exploitation (- **14,3 millions d'euros**), sous l'effet principalement des centrales entrées en production en 2022, tout particulièrement en Finlande et, dans une moindre mesure, en France.

- **Australie (+ 6,9 millions d'euros)**

La progression de l'EBITDA ajusté résulte essentiellement de la hausse du chiffre d'affaires (+ **13,6 millions d'euros** - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires).

Ces effets ont partiellement été compensés par l'exonération partielle, obtenue en 2022, de pénalités reconnues historiquement au titre d'un contrat de vente d'électricité (- **11,1 millions d'euros**).

Le segment stockage a contribué à hauteur de 53,7 millions d'euros à l'EBITDA ajusté du Groupe (- **14,4 millions d'euros**), soit - 21 % par rapport à 2022.

La marge d'EBITDA ajusté s'est établie quant à elle à 94 % en 2023 contre 74 % en 2022, sous l'effet notamment d'une diminution des prix d'achat de l'électricité injectée.

- **Europe-Afrique (+ 1,8 million d'euros)**

La progression de l'EBITDA ajusté résulte principalement de la diminution des coûts achats d'électricité (+ **1,6 million d'euros**) de la centrale d'Ylikkälä Power Reserve réalisés à des conditions de marché plus favorables.

- **Australie (- 16,2 millions d'euros)**

Le recul de l'EBITDA ajusté résulte essentiellement de la baisse du chiffre d'affaires (- **33,9 millions d'euros** - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires).

Cet effet n'a été que partiellement compensé, notamment par une diminution des charges d'exploitation (+ **11,5 millions d'euros**), liée essentiellement à la baisse du coût des achats d'électricité nécessaires à l'activité des centrales d'Hornsedale Power Reserve et de Victorian Big Battery.

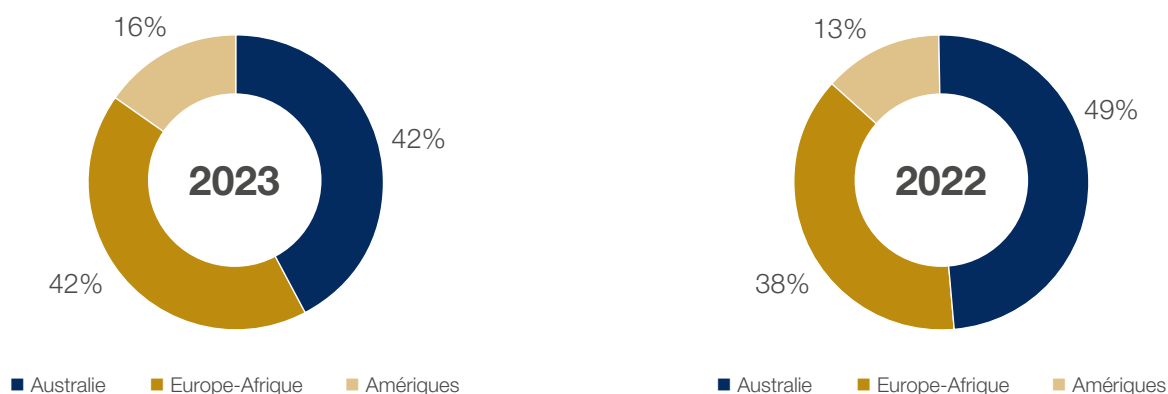
Le segment farm-down a généré un EBITDA ajusté de 48,6 millions d'euros en 2023, correspondant principalement aux plus-values de cessions de la centrale solaire de Cabrela au Portugal et de plusieurs centrales solaires en France (se reporter à la section 4.1 – note 1.3 du présent document).

En 2022, ce segment avait généré un EBITDA ajusté de 16,4 millions d'euros, correspondant exclusivement à la plus-value de cession de la centrale éolienne de Saint-Sauvant en France.

Les segments développement et investissements, et éliminations ont contribué à l'EBITDA ajusté du Groupe à hauteur de (34,6) millions d'euros en 2023, contre (30,7) millions d'euros en 2022. Cette variation (- **3,9 millions d'euros**) s'explique principalement par une hausse des frais de personnel et des charges externes, consécutive à la croissance des effectifs et à la poursuite du développement du Groupe.

Répartition de l'EBITDA ajusté par zone géographique

L'évolution de la répartition de l'EBITDA ajusté par zone géographique, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.

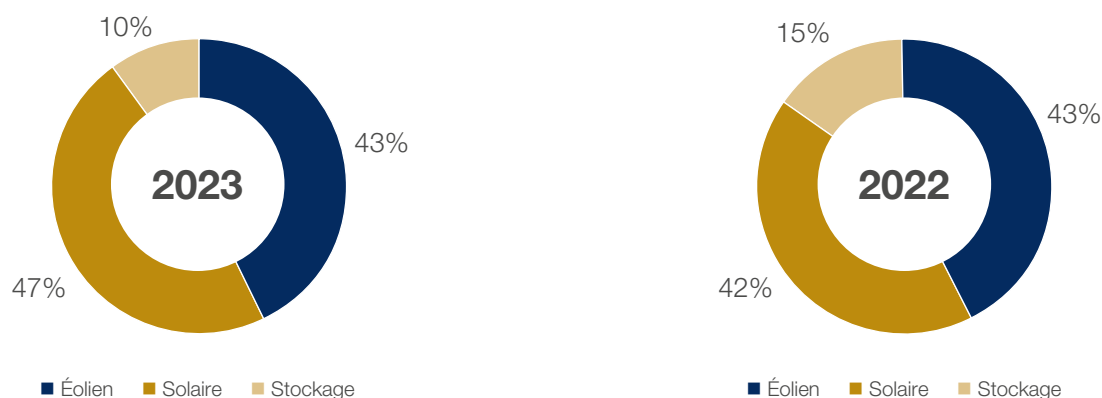


EBIT ajusté

L'EBIT ajusté du Groupe s'est élevé à 294,7 millions d'euros en 2023 (302,0 millions d'euros à taux de changes constants), en hausse de **+ 35,4 millions d'euros**, soit + 14 % par rapport à 2022. Cette évolution s'explique principalement par la croissance de l'EBITDA ajusté (**+ 60,8 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté). Celle-ci a partiellement été compensée par l'augmentation des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération, conséquence des mises en service effectuées en 2022 et en 2023 (**- 28,6 millions d'euros**).

Évolution de l'EBIT ajusté par segments opérationnels

L'évolution de la répartition de l'EBIT ajusté par segments opérationnels, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.



Le segment solaire a contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de 138,1 millions d'euros (**+ 19,6 millions d'euros**), soit + 17 % par rapport à 2022. Ceci résulte essentiellement de l'évolution de l'EBITDA ajusté de ce segment (**+ 27,4 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté). Cet effet a partiellement été compensé par la hausse des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (**- 8,9 millions d'euros**).

• Amériques (+ 18,0 millions d'euros)

La hausse de l'EBIT ajusté s'explique principalement par la progression de l'EBITDA ajusté (**+ 17,9 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté).

• Europe-Afrique (+ 13,5 millions d'euros)

La progression de l'EBIT ajusté s'explique principalement par la hausse de l'EBITDA ajusté (**+ 16,0 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté), effet partiellement compensé par la hausse des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (**- 1,9 million d'euros**).

• Australie (- 11,9 millions d'euros)

La baisse de l'EBIT ajusté s'explique principalement par l'augmentation des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (**- 7,0 millions d'euros**) et par le recul de l'EBITDA ajusté (**- 6,5 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté).

Le segment éolien a contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de 124,6 millions d'euros (**+ 2,5 millions d'euros**). Ceci résulte essentiellement de la progression de l'EBITDA ajusté de ce segment (**+ 19,6 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté). Cet effet a partiellement été compensé par la hausse des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (**- 19,4 millions d'euros**).

- **Australie (+ 3,1 millions d'euros)**

La progression de l'EBIT ajusté s'explique principalement par la hausse de l'EBITDA ajusté (**+ 6,9 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté), effet partiellement compensé par la hausse des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (**- 5,5 millions d'euros**).

- **Europe-Afrique (- 0,6 million d'euros)**

La baisse de l'EBIT ajusté s'explique essentiellement par la hausse des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (**- 13,9 millions d'euros**), effet partiellement compensé par la hausse de l'EBITDA ajusté (**+ 12,7 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté).

Le segment stockage a contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de 30,2 millions d'euros en 2023 (**- 13,4 millions d'euros**). Cette évolution résulte essentiellement de la baisse de l'EBITDA ajusté de ce segment (**- 14,4 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté).

- **Europe-Afrique (+ 1,5 million d'euros)**

La progression de l'EBIT ajusté s'explique principalement par la hausse de l'EBITDA ajusté (**+ 1,8 million d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté).

- **Australie (- 14,9 millions d'euros)**

L'évolution de l'EBIT ajusté est principalement imputable à la diminution de l'EBITDA ajusté (**- 16,2 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté).

Le segment farm-down a contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de 48,6 millions d'euros (se référer à l'analyse de l'EBITDA ajusté).

Les segments développement et investissements, et éliminations ont contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de (46,7) millions d'euros en 2023 contre (41,4) millions d'euros en 2022, et ce en lien avec l'évolution des activités du Groupe.

Répartition de l'EBIT ajusté par zone géographique

L'évolution de la répartition de l'EBIT ajusté par zone géographique, hors développement, investissements et éliminations, et hors *farm-down*, se présente comme suit.



Résultat opérationnel courant

Le résultat opérationnel courant du Groupe s'est élevé à 383,3 millions d'euros en 2023, en hausse de **+ 121,2 millions d'euros**, soit + 46 % par rapport à 2022. Cette évolution s'explique par la hausse de l'EBIT ajusté (se reporter à l'analyse de l'EBIT ajusté), ainsi que par une variation positive de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie enregistrée en 2023 (88,6 millions d'euros) nettement supérieure à celle constatée en 2022 (2,8 millions d'euros). Cette variation enregistrée en 2023 est directement liée à la diminution en Finlande et en Australie des prix de marché à terme de l'électricité au cours de l'année (se reporter au paragraphe 2.1.2 « EBIT ajusté » du présent document).

2.4.2.3 ANALYSE DES AUTRES POSTES DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

Autres produits et charges opérationnels non courants

Les autres produits et charges opérationnels non courants se sont élevés à (8,5) millions d'euros (soit – 4,7 millions d'euros par rapport à 2022) et se décomposent comme suit :

(En millions d'euros)	Exercice 2023	Exercice 2022	Var	Var (en %)
Frais de développement antérieurs ^(a)	(6,8)	(4,0)	– 2,8	– 71%
Résultat des cessions d'actifs ^(b)	(1,6)	0,1	– 1,7	N/A
Autres produits et charges	(0,1)	0,1	– 0,1	N/A
Autres produits et charges opérationnels non courants	(8,5)	(3,8)	– 4,7	– 123%

(a) 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 IAS 38 « immobilisations incorporelles » ne sont plus respectés, sont comptabilisés en autres charges opérationnelles non courantes sur la période (se reporter à la note 10 des comptes consolidés). En 2023, ceux-ci sont principalement liés à l'abandon de projets en France et en Australie. En 2022, ils correspondaient essentiellement à l'abandon de projets en Australie, en Irlande et en France.

(b) Hors opérations de farm-down.

Dépréciations d'actifs non courants

Les dépréciations d'actifs non courants se sont élevées à (10,5) millions d'euros en progression de + 16,8 millions d'euros et se décomposent comme suit :

(En millions d'euros)	Exercice 2023	Exercice 2022	Var	Var (en %)
Dépréciations des coûts de développement activés ^(a)	(4,9)	(15,7)	+ 10,8	+ 69%
Reprises de dépréciation des coûts de développement activés ^(b)	4,8	1,6	+ 3,2	x3
Autres dépréciations d'actifs ^(c)	(12,1)	(13,1)	+ 1,0	+ 8%
Reprises de perte de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles ^(d)	1,9	-	+ 1,9	N/A
Dépréciations d'actifs non courants	(10,5)	(27,3)	+ 16,8	+ 62%

(a) En 2023, ce poste correspond essentiellement à la dépréciation de coûts de développement de projets au Guatemala, en Irlande, en Australie et en France. En 2022, ce poste correspondait principalement à la dépréciation des coûts de développement de la centrale de Metoro au Mozambique pour (8,8) millions d'euros d'une part, et d'un projet en Australie pour (2,5) millions d'euros d'autre part.

(b) Les reprises de dépréciation des coûts de développement activés concernent essentiellement les projets abandonnés.

(c) En 2023, ce poste correspond principalement à la constatation des pertes de valeurs sur la centrale d'El Llano au Mexique pour (8,2) millions d'euros et sur la centrale de Degussa en Australie pour (3,9) millions d'euros. En 2022, ce poste correspondait principalement à la perte de valeur comptabilisée sur les actifs de la centrale de Metoro au Mozambique pour (11,1) millions d'euros.

(d) En 2023, ce poste correspond à une reprise de perte de valeur sur un actif corporel cédé aux États-Unis.

Résultat financier

(En millions d'euros)	Exercice 2023	Exercice 2022	Var	Var (en %)
Coût de l'endettement financier	(155,9)	(135,6)	– 20,3	– 15%
Total autres produits et charges financiers	3,1	(17,1)	+ 20,2	+ 118%
Produits et charges d'intérêts sur prêts d'actionnaires	(1,4)	(1,0)	– 0,3	– 33%
Gains et pertes de change	(7,4)	(6,9)	– 0,5	– 7%
Autres produits et charges financiers	11,8	(9,2)	+ 21,0	N/A
Résultat financier	(152,7)	(152,7)	– 0,1	– 0%

L'évolution du résultat financier s'explique principalement par :

- l'augmentation du coût de l'endettement financier (**- 20,3 millions d'euros**). Celle-ci résulte essentiellement de (i) la hausse du nombre de centrales en exploitation sous financement, (ii) l'effet année pleine de l'émission des OCEANes vertes 2022 en septembre 2022 pour un montant de 300 millions d'euros⁷, et (iii) la hausse des taux d'intérêts moyens à court terme sur emprunts à taux variables entre 2022 et 2023, pour leur part non couverte par des instruments de couverture de taux, sur l'ensemble des géographies où opère le Groupe (se référer à la note 22.1 « risques de taux » des comptes consolidés). Ces effets ont été partiellement compensés par (i) l'impact du remboursement progressif des financements des centrales en opération, (ii) la conversion anticipée en octobre 2022 de la très grande majorité des OCEANes 2019 (dont le solde a été remboursé), conformément à la documentation contractuelle, pour un montant d'environ 200 millions d'euros⁸, et (iii) le refinancement en novembre 2022 de la dette mezzanine de Neoen Production 2.

En 2023, le coût de l'endettement financier s'explique ainsi par des charges d'intérêts sur emprunts résultant des financements relatifs aux actifs de production pour (175,6) millions d'euros (contre (113,9) millions d'euros en 2022), des produits financiers sur instruments financiers dérivés de taux pour 28,8 millions d'euros (contre une charge de (14,9) millions d'euros en 2022) et des charges d'intérêts sur obligations locatives pour (9,1) millions d'euros (contre (6,8) millions d'euros en 2022).

- l'effet positif de la variation des autres produits et charges financiers (**+ 21,0 millions d'euros**). Celle-ci résulte essentiellement de la hausse de + 23,3 millions d'euros des autres produits financiers, associés notamment à la rémunération des dépôts issus de l'augmentation de capital du 29 mars 2023.

Pour plus de détail, le lecteur est invité à se reporter à la section 4.1 – note 20.1 du présent document.

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, qui sont comptabilisés en « impôts, taxes et versements assimilés » inclus dans le résultat opérationnel courant.

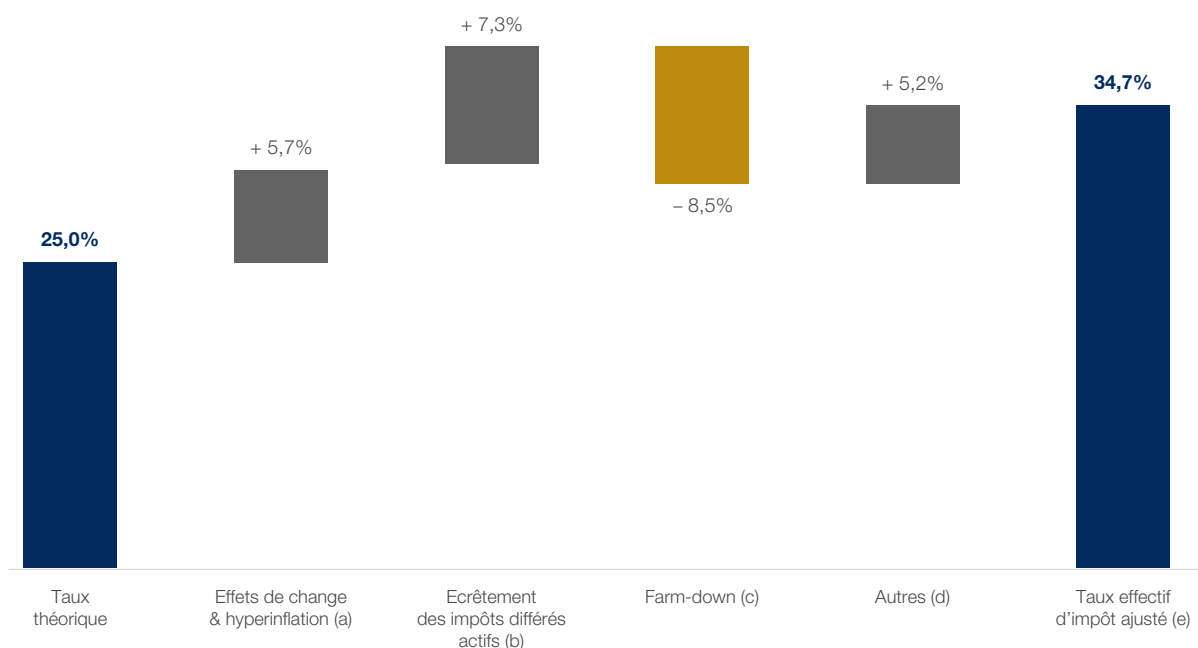
De nombreux facteurs peuvent avoir une incidence sur le taux d'imposition effectif du Groupe d'une période à l'autre, en raison notamment de l'évolution des taux d'imposition dans les différentes juridictions dans lesquelles il opère, de l'ampleur des charges non déductibles et de l'effet des mécanismes de sous-capitalisation.

La charge d'impôt s'est élevée à (64,2) millions d'euros en 2023 (dont (22,2) millions d'euros d'impôt exigible et (41,9) millions d'euros d'impôt différé), contre (32,6) millions d'euros en 2022 (dont (22,6) millions d'euros d'impôt exigible et (10,0) millions d'euros d'impôt différé). Après retraitement de l'effet impôt lié à la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie (21,5 millions d'euros), la charge d'impôt ajustée s'est élevée à (42,6) millions d'euros sur l'exercice 2023, soit un taux effectif d'impôt ajusté de 34,7 % contre 36,4 % sur l'exercice 2022.

⁷ Le taux d'intérêt effectif de la composante dette des OCEANes vertes 2022 s'élève à 7,0 %, pour un taux nominal de 2,875 %.

⁸ Le taux d'intérêt effectif de la composante dette des OCEANes 2019 s'élevait à 4,3 % pour un taux nominal de 1,875 %.

En 2023, le passage entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif d'impôt ajusté se décompose comme suit :



(a) Incidence des règles fiscales locales en vigueur relatives aux effets de change, ainsi qu'aux effets de l'inflation (Mexique) et de l'hyperinflation (Argentine).

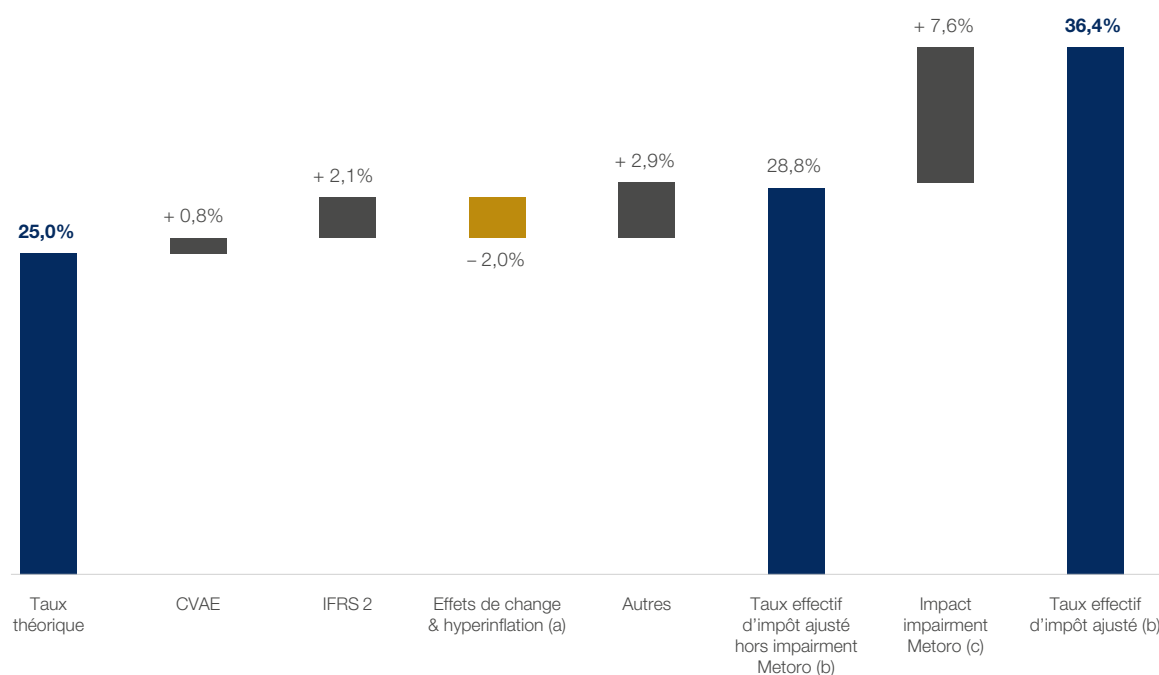
(b) Compte tenu des perspectives de bénéfices, et de l'horizon limité d'utilisation possible des déficits, dans certaines géographies où opère le Groupe, la reconnaissance des impôts différés actifs a été limitée à hauteur des impôts différés passifs, totalement au Mexique et partiellement en Argentine.

(c) Impact des opérations de farm-down réalisées au Portugal, en France et en Australie, s'étant traduites par des plus-values de cessions ayant majoritairement bénéficié de régimes spécifiques de taxation des plus-values long terme.

(d) Différences permanentes individuellement non significatives.

(e) Le taux effectif d'impôt ajusté s'entend après retraitement de l'effet impôt lié à la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie, présenté au paragraphe 2.1.3 «résultat net ajusté de l'ensemble consolidé» du présent document.

En 2022, la différence entre le taux d'impôt théorique de 25,0 % et le taux effectif d'impôt ajusté de 36,4 % (+ 11,4 points) se décomposait comme suit :



(a) Incidence des règles fiscales locales en vigueur relatives aux effets de change, ainsi qu'aux effets de l'inflation (Mexique) et de l'hyperinflation (Argentine).

(b) Le taux effectif d'impôt ajusté s'entend après retraitement de l'effet impôt lié à la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie présenté au paragraphe 2.1.3 «résultat net ajusté de l'ensemble consolidé» du présent document.

(c) Impact lié à la non-reconnaissance d'impôts différés sur la dépréciation pour perte de valeur de la centrale Metoro au Mozambique, ainsi qu'à l'effet de la dépréciation de la position d'impôts différés actifs existante.

Résultat net ajusté de l'ensemble consolidé

Le calcul du résultat net ajusté de l'ensemble consolidé est détaillé au paragraphe 2.1.3 du présent document.

Compte tenu des évolutions précitées, le résultat net ajusté de l'ensemble consolidé a progressé de **+ 32,4 millions d'euros**, passant de 48,0 millions en 2022 à 80,4 millions d'euros en 2023.

Résultat net de l'ensemble consolidé

Compte tenu des évolutions précitées, de la croissance de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie (**+ 85,8 millions d'euros**) et de la variation de l'effet impôt afférent (**- 16,4 millions d'euros**) entre 2022 et 2023, le résultat net de l'ensemble consolidé a progressé de **+ 101,7 millions d'euros**, passant de 45,7 millions d'euros en 2022 à 147,4 millions d'euros en 2023.

Résultat net attribuable à la part du Groupe

Le résultat net attribuable à la part du Groupe a cru de **+ 105,0 millions d'euros**, s'élevant à 150,2 millions d'euros en 2023 contre 45,2 millions d'euros en 2022. Cette évolution résulte essentiellement de l'augmentation du résultat net précité.

Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'est élevé à (2,8) millions d'euros sur l'exercice 2023 contre 0,5 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 Suède, en Finlande et en Jamaïque.

2.4.2.4 BILAN CONSOLIDÉ SIMPLIFIÉ

(En millions d'euros)	31.12.2023	31.12.2022	Var	Var (en %)
Actifs non courants	6 298,5	5 362,9	+ 935,6	+ 17%
Dont immobilisations corporelles	5 423,5	4 566,9	+ 856,5	+ 19%
Dont instruments financiers dérivés de taux ^(a)	179,7	271,7	- 91,9	- 34%
Dont instruments financiers dérivés énergie ^(b)	72,8	41,3	+ 31,5	+ 76%
Actifs courants	1 068,9	883,9	+ 185,1	+ 21%
Dont trésorerie et équivalents de trésorerie ^(c)	773,7	622,8	+ 150,9	+ 24%
Actifs destinés à être cédés^(d)	34,9	26,8	+ 8,1	+ 30%
Total de l'actif	7 402,3	6 273,5	+ 1 128,7	+ 18%
Dont capitaux propres^(e)	2 664,7	1 914,3	+ 750,5	+ 39%
Dont dettes financières^(a)	3 804,1	3 509,3	+ 294,8	+ 8%
Dont financements seniors des projets	2 921,5	2 717,6	+ 203,8	+ 8%
Dont financements juniors des projets	73,9	77,4	- 3,4	- 4%
Dont dettes locatives	314,7	264,4	+ 50,3	+ 19%
Dont financements corporate	424,0	409,7	+ 14,3	+ 4%
Dont instruments financiers dérivés de taux	15,0	-	+ 15,0	N/A
Dont instruments financiers dérivés énergie^(b)	4,9	44,9	- 40,0	- 89%
Dont passifs destinés à être cédés^(d)	38,0	28,2	+ 9,8	+ 35%
Total du passif	7 402,3	6 273,5	+ 1 128,7	+ 18%

(a) Les instruments financiers dérivés de taux et les dettes financières font l'objet d'une analyse spécifique au paragraphe 2.5.4 « passage de l'endettement financier consolidé à la dette nette » du présent document.

(b) Au 31 décembre 2023, les instruments financiers dérivés énergie actifs se sont établis à 91,9 millions d'euros (contre 46,1 millions d'euros au 31 décembre 2022), dont 72,8 millions d'euros pour la part non courante et 19,1 millions d'euros pour la part courante. Les instruments financiers dérivés énergie passifs se sont quant à eux établis à 4,9 millions d'euros (contre 44,9 millions d'euros au 31 décembre 2022) dont 3,4 millions d'euros pour la part courante et 1,5 million d'euros pour la part non courante. La variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie actifs et passifs en 2023 s'explique principalement par la diminution des prix de marché à terme de l'électricité en Finlande et en Australie. Ils sont détaillés en section 4.1 - note 20.3 « instruments financiers dérivés ».

(c) Ces montants n'incluent pas la trésorerie et les équivalents de trésorerie présentés en actifs destinés à être cédés (4,3 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre un montant nul au 31 décembre 2022) et découverts bancaires ((0,1) million d'euros au 31 décembre 2023 contre (0,2) million d'euros au 31 décembre 2022).

(d) Au 31 décembre 2023, les actifs et passifs destinés à être cédés correspondent uniquement à ceux de la centrale solaire de Metoro au Mozambique et de sa holding NP Investment II au Portugal, dont la cession est en cours (se reporter à la section 4.1 - note 3.4 « actifs et passifs destinés à être cédés »). Au 31 décembre 2022, ce poste correspondait uniquement à ceux de la centrale solaire de Cabrela au Portugal, dont la cession a été formellement réalisée le 22 février 2023.

(e) Les mouvements affectant les capitaux propres du Groupe au cours des exercices 2022 et 2023 sont détaillés dans le tableau de variation des capitaux propres consolidés et la note associée (se reporter au paragraphe 4.1.4 du présent document et en note 18 « capitaux propres et détail des instruments dilutifs » des comptes consolidés).

Les actifs corporels ont progressé de + 19 % en 2023 du fait de l'augmentation du nombre de centrales en exploitation et en construction (se reporter à la section 4.1 - note 12.3 « immobilisations corporelles » et au paragraphe 2.4.1.1 « poursuite de la croissance du portefeuille » du présent document). Les investissements réalisés par le Groupe sont détaillés au paragraphe 2.5.8.2 « principaux investissements réalisés » du présent document.

La hausse de la trésorerie du Groupe sur l'exercice (**+ 150,9 millions d'euros**) résulte essentiellement de l'évolution des disponibilités et équivalents de trésorerie :

- détenus par Neoen S.A. (383,7 millions d'euros, en progression de **+ 136,9 millions d'euros** par rapport au 31 décembre 2022), principalement sous l'effet :
 - de l'augmentation de capital réalisée le 29 mars 2023 (+ 741,9 millions d'euros nets de frais) ;
 - des dividendes reçus et des remboursements de comptes courants effectués par les sociétés de projets (+ 163,0 millions d'euros) ;
 - du paiement par les sociétés projets de prestations de développement (+ 78,6 millions d'euros) notamment en Finlande, en Australie et en France ;
 - des investissements sous forme d'apports en fonds propres et en comptes courants dans les nouveaux projets et les actifs en construction (– 735,4 millions d'euros), notamment en Australie, en Finlande, au Portugal, en France, en Suède et au Canada ;
 - du financement des activités de développement et des coûts de structure (– 118,8 millions d'euros) ;
- localisés dans les sociétés projets et holdings associées (390,0 millions d'euros, en hausse de **+ 14,0 millions d'euros** par rapport au 31 décembre 2022), conséquence :
 - pour les actifs en construction, de tirages de dettes seniors et d'apports en fonds propres venant financer la construction des centrales ; et
 - pour les actifs en exploitation et holdings de financement, 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.

Au 31 décembre 2023, la trésorerie des actifs en exploitation comprend 19,7 millions d'euros correspondant à la différence restant à reverser à EDF OA pour certaines centrales françaises, dans le cadre des dispositions réglementaires en vigueur, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat (se référer à la section 4.1 - notes 17 et 20.2 des comptes consolidés).

La hausse des capitaux propres sur l'exercice (**+ 750,5 millions d'euros**) provient essentiellement :

- de l'augmentation de capital, réalisée en mars 2023, nette des frais d'émission et impôts afférents (**+ 744,0 millions d'euros**) ;
- du résultat de la période (**+ 147,4 millions d'euros**) ;
- de la variation négative des autres éléments du résultat global (**– 140,5 millions d'euros**), imputable notamment à la variation de juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt qualifiés d'instruments de couverture de flux de trésorerie, dans un contexte de baisse des taux d'intérêts à long terme en zone Euro et en Australie sur l'exercice 2023 (– 69,9 millions d'euros nets d'impôts) et aux écarts de conversion, essentiellement sur les filiales australiennes, dans un contexte de diminution du cours du dollar australien vis-à-vis de l'euro (– 57,9 millions d'euros).
- du paiement d'un dividende d'un montant de **18,9 millions d'euros** dont 15,8 millions d'euros en actions et 3,1 millions d'euros en numéraire.

La structure financière du Groupe demeure solide : 89 % de l'endettement financier total du Groupe à fin décembre 2023 est adossé aux centrales de production d'électricité, financées très majoritairement par de la dette projet long terme en devises fortes (euro, dollar australien, dollar américain et dollar canadien). Les dettes financières sont détaillées au paragraphe 2.5.4 « passage de l'endettement financier consolidé à la dette nette » du présent document.

2.5 FINANCEMENTS ET INVESTISSEMENTS

2.5.1 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, marginalement, 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 (*PPAs*) et, dans une moindre mesure, dans le cadre de contrats court terme et sur les marchés de gros (pour plus de détail se reporter au paragraphe 2.5.2 « financement des projets par endettement »).

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

En complément des financements de projets mis en place, le Groupe apporte des fonds propres aux sociétés de projets, qui ont

été couverts jusqu'à présent principalement par des augmentations de capital au niveau de la Société, par des financements *corporate* et des financements mezzanines et, dans une moindre mesure, par des ressources issues d'excédents de trésorerie générés par l'activité opérationnelle et provenant des actifs en exploitation.

Le 29 mars 2023, Neoen a ainsi réalisé avec succès une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription d'un montant brut total de 750,4 millions d'euros. Pour plus d'information, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.4.1.2 du présent document.

S'agissant des financements *corporate*, et en cohérence avec son engagement en faveur de la finance durable, le Groupe avait procédé à une émission d'obligations convertibles vertes (les « OCEANES vertes 2022 ») le 14 septembre 2022, pour un montant nominal de 300 millions d'euros, à échéance 2027, conformément au *Green Bond Framework* (document cadre) encadrant ses conditions d'utilisation. Cette opération faisait suite à deux émissions d'obligations convertibles antérieures, respectivement en 2019 pour un montant nominal d'environ 200 millions d'euros (les « OCEANES 2019 ») et en 2020 pour un montant nominal d'environ 170 millions d'euros (les « OCEANES vertes 2020 »). La Société avait par ailleurs décidé, le 7 septembre 2022, de procéder au remboursement anticipé de l'intégralité des OCEANES 2019 restant en circulation. La très large majorité des porteurs a, à cette occasion, exercé son droit à l'attribution d'actions Neoen résultant en date du 28 octobre 2022 en une augmentation de capital d'un montant total d'environ 199,6 millions d'euros incluant la prime d'émission.

Par ailleurs, le Groupe avait mis en place, en mars 2020, un crédit syndiqué qui a été refinancé au cours du mois de février 2024 pour le porter à un montant nominal de 500 millions d'euros à échéance 2029, comprenant un emprunt à terme de 300 millions d'euros et une facilité de crédit *revolving* d'un montant nominal de 200 millions d'euros⁹, dont les conditions financières sont indexées sur des indicateurs Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG). Ce crédit syndiqué demeurerait non mobilisé au 31 décembre 2023.

Ces différentes opérations de financement *corporate* ont permis de renforcer les ressources financières du Groupe dans le cadre de l'exécution de sa stratégie de croissance. Elles ont ainsi contribué à la poursuite de ses investissements dans le développement de nouveaux projets, et à l'optimisation de son bilan, en continuant à cibler un objectif à terme de ratio de levier financier supérieur à 70 %¹⁰ 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.

Pour financer ses besoins en fonds de roulement et ses activités de développement, le Groupe utilise par ailleurs principalement ses ressources issues d'excédents de trésorerie générés par l'activité opérationnelle, la facilité de crédit *revolving*, désormais d'un montant nominal de 200 millions d'euros à échéance 2029 décrite précédemment, 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.

2.5.2 FINANCEMENT DES PROJETS PAR ENDETTEMENT

2.5.2.1 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.

2.5.2.2 STRUCTURATION ET PÉRIMÈTRE 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.

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 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.

2.5.2.3 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'ajoutent, dans certains cas, des financements mezzanines), 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 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.

⁹ Avant refinancement, le crédit syndiqué comprenait un emprunt à terme de 175 millions d'euros et une facilité de crédit *revolving* de 75 millions d'euros à échéance 2026.

¹⁰ Au 31 décembre 2023, ce ratio de levier s'élevait à 65 % du fait de décalages dans la mise en place de certains financements de projets, notamment en Australie, et dans l'attente du refinancement du crédit syndiqué intervenu en février 2024. Se reporter à la section 4.1 – notes 20.2 et 22.5 du présent document.

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, Banque Postale, Clean Energy Finance Corporation, HSBC, tout en conservant la flexibilité de choisir parmi d'autres prêteurs, notamment australiens et japonais, pour ses actifs en Australie, et ce 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 de plusieurs facteurs, dont tout particulièrement ceux décrits ci-dessus, 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.

2.5.3 INDICATEURS SUIVIS PAR LE GROUPE

La durée résiduelle moyenne des financements de projet consentis, au 31 décembre 2023 et au 31 décembre 2022, pour l'ensemble des actifs consolidés du Groupe en exploitation, se présente comme suit :

Durée résiduelle moyenne pondérée par l'endettement (en années)	Solaire	Éolien	Total
AUD	7,3	13,6	10,9
EUR	15,6	16,7	16,3
USD	12,6	N/A	12,6
TOTAL 31.12.2023	11,3	15,4	13,6
TOTAL 31.12.2022	13,4	17,7	15,9

La diminution constatée entre le 31 décembre 2022 et le 31 décembre 2023 sur le segment éolien reflète d'une part l'entrée en opération de la centrale de Kaban en Australie, dont le financement de projet est de court terme (5 ans, de type *mini-perm*), mais qui bénéficie d'une couverture de taux à long terme, et d'autre part l'amortissement naturel des financements de projets existants.

L'évolution constatée entre le 31 décembre 2022 et le 31 décembre 2023 sur le segment solaire s'explique par la cession de la centrale de Cabrela au Portugal, et l'entrée en opération de la centrale de Western Downs en Australie, dont le financement de projet est de court terme (5 ans, de type *mini-perm*), mais qui bénéficie d'une couverture de taux à long terme.

Le ratio moyen pondéré du montant de la dette projet levée par rapport aux dépenses d'investissement réalisées pour le développement des projets et la construction des actifs, pour l'ensemble des actifs consolidés du Groupe en exploitation au 31 décembre 2023 et au 31 décembre 2022, se présente comme suit :

Ratio dettes projets / Dépenses d'investissement	Solaire	Éolien	Total
AUD	63%	78%	70%
EUR	85%	69%	74%
USD	64%	N/A	64%
TOTAL 31.12.2023	68%	73%	71%
TOTAL 31.12.2022	70%	73%	72%

L'évolution constatée entre le 31 décembre 2022 et le 31 décembre 2023 sur le segment solaire s'explique essentiellement par la cession de la centrale de Cabrela au Portugal, et l'entrée en opération de la centrale de Western Downs en Australie et des centrales d'Hilltown, d'Hortland et de Millvale en Irlande.

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 65 %¹¹ au 31 décembre 2023.

¹¹ En raison de décalages dans la mise en place de certains financements de projets, notamment en Australie, et dans l'attente du refinancement du crédit syndiqué intervenu en février 2024. Se reporter à la section 4.1 – notes 20.2 et 22.5 du présent document.

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 actifs consolidés du Groupe en opération, se présente comme suit :

Taux d'intérêt moyen pondéré des financements de projet <i>all-in</i>	Solaire	Éolien	Total
AUD	4,5%	4,0%	4,2%
EUR	2,4%	2,8%	2,7%
USD	7,3%	N/A	7,3%
TOTAL 31.12.2023	5,0%	3,3%	4,2%
TOTAL 31.12.2022	5,0%	3,1%	4,0%

L'augmentation constatée au global entre le 31 décembre 2022 et le 31 décembre 2023 s'explique essentiellement par un contexte de remontée des taux d'intérêts à court terme ayant affecté la part non couverte des financements de projet des actifs en opération, notamment ceux libellés en euros et en dollars américains. Le taux d'intérêt moyen pondéré en euro sur le segment éolien a par ailleurs été impacté à la hausse par l'entrée en opération de la centrale de Bjorkliden en Finlande, dont les conditions de financement sont moins favorables que la moyenne historique du segment dans cette devise.

Par ailleurs, au 31 décembre 2023, le taux d'intérêt moyen pondéré des différentes dettes du Groupe (dettes projets, dettes mezzanines et dettes *corporate*) est d'environ 3,0 % en euros, 4,5 % en dollars australiens, 7,5 % en dollars canadiens et 7,3 % 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 2023, (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 2022, le taux d'intérêt moyen pondéré des différentes dettes du Groupe (dettes projets, dettes mezzanines et dettes *corporate*) était d'environ 2,6 % en euros, 4,3 % en dollars australiens, et 6,9 % en dollars américains. Il n'y avait pas de dettes libellées en dollar canadien au 31 décembre 2022.

L'augmentation constatée résulte du contexte de poursuite de la remontée des taux d'intérêts à court terme, et de la mise en place de nouvelles dettes à des conditions de taux d'intérêt supérieures à la moyenne historique, notamment en lien avec des actifs en construction en Europe et en Australie.

Au 31 décembre 2023, le taux d'intérêt moyen global pour le Groupe est ainsi d'environ 4,2 % contre environ 3,8 % au 31 décembre 2022.

Les conditions d'emprunts et la structure de financement du Groupe sont détaillées en section 4.1 - note 20 « financement et instruments financiers ».

2.5.4 PASSAGE DE L'ENDETTEMENT FINANCIER CONSOLIDÉ À 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)	31.12.2023	31.12.2022	Var	Var
				(en %)
Total dettes financières^(a)	3 804,1	3 509,3	+ 294,8	+ 8%
Investisseurs minoritaires et autres ^(b)	(54,9)	(40,2)	- 14,8	- 37%
Total dettes financières ajustées	3 749,1	3 469,1	+ 280,0	+ 8%
Trésorerie et équivalents de trésorerie ^(c)	(773,7)	(622,8)	- 150,9	- 24%
Dépôts de garantie ^(d)	(80,5)	(79,0)	- 1,5	- 2%
Instruments financiers dérivés de taux actifs ^(e)	(214,9)	(302,7)	+ 87,8	+ 29%
Total dette nette^(f)	2 680,0	2 464,6	+ 215,4	+ 9%

(a) Comprend essentiellement les dettes liées au financement des projets, les composantes dettes des OCEANes vertes et les dettes locatives qui sont incluses dans le calcul de la dette nette, en regard d'un EBITDA ajusté qui n'inclut pas les charges de loyers (application de la norme IFRS 16 « contrats de location »). Les dettes financières sont détaillées en section 4.1 - note 20.2 des comptes consolidés.

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

(c) L'évolution de ce poste est détaillée au paragraphe 2.4.2.4 « bilan consolidé simplifié » du présent document.

(d) Comprend principalement des dépôts de garantie constitués dans le cadre de financements de projets, au titre notamment de comptes de réserve du service de la dette (Debt Service Reserve Account ou DSRA), ou dans le cadre de leur construction.

(e) Instruments financiers dérivés de taux ayant une valeur de marché positive. Les instruments financiers dérivés de taux dont la valeur de marché est négative figurent dans le total des dettes financières. L'évolution par rapport au 31 décembre 2022 s'explique par la dégradation de la juste valeur des instruments financiers dérivés de taux, dans un contexte de baisse des taux d'intérêts à long terme en zone Euro et en Australie sur l'exercice 2023 (se reporter à la note 20.3 des comptes consolidés).

(f) La dette nette au 31 décembre 2023 et celle au 31 décembre 2022 incluent des disponibilités en attente de reversement à EDF OA, correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat. Au cours de l'année 2023, en raison de l'établissement des modalités effectives de remboursements de ces sommes dues, 84,3 millions d'euros ont été reversés à EDF OA. Compte tenu de ces remboursements, et de la différence constatée entre les prix de marché et les tarifs des contrats d'achats au cours de l'exercice, le solde des sommes à rembourser s'élève à 19,7 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 90,3 millions d'euros au 31 décembre 2022), montant ayant vocation à être reversé en 2024. Par ailleurs, du fait de la baisse des taux d'intérêts à long terme en zone Euro et en Australie sur l'exercice 2023, la juste valeur positive des instruments financiers de taux a diminué pour s'établir à 214,9 millions d'euros au 31 décembre 2023. En excluant ces deux éléments, à caractère temporaire et volatil, la dette nette se serait établie à 2 914,5 millions d'euros au 31 décembre 2023 (+ 57,0 millions d'euros, soit + 2 %, par rapport à la clôture de l'exercice 2022).

Analyse des dettes financières par nature

(En millions d'euros)	Non courantes	Courantes	31.12.2023	Non courantes	Courantes	31.12.2022	Var
Financements seniors des projets	2 621,6	299,9	2 921,5	2 331,0	386,7	2 717,6	+ 203,8
Financements juniors des projets	69,8	4,2	73,9	73,9	3,5	77,4	- 3,4
Dettes locatives	303,3	11,4	314,7	257,5	6,9	264,4	+ 50,3
Financements <i>corporate</i>	421,5	2,6	424,0	407,9	1,8	409,7	+ 14,3
Investisseurs minoritaires et autres	54,6	0,3	54,9	39,9	0,3	40,2	+ 14,8
Instruments financiers dérivés de taux passifs	14,6	0,4	15,0	-	-	-	+ 15,0
Total dettes financières	3 485,3	318,8	3 804,1	3 110,2	399,1	3 509,3	+ 294,8

Financements seniors des projets (+ 203,8 millions d'euros)

Au cours de l'exercice 2023, des tirages ont été effectués sur des emprunts émis dans le cadre du financement des projets du Groupe (+ 498,2 millions d'euros) :

- au sein de la zone Australie (+ 264,2 millions d'euros), notamment pour les centrales de Goyder 1A (+ 185,7 millions d'euros) et la centrale de Western Downs (+ 61,1 millions d'euros) ;
- au sein de la zone Europe-Afrique (+ 214,9 millions d'euros), notamment pour des centrales solaires portugaises (+ 94,7 millions d'euros) et des centrales françaises (+ 73,7 millions d'euros), ainsi que dans le cadre d'un financement de projets de type bridge, en France (+ 44,0 millions d'euros) ;
- au sein de la zone Amériques (+ 19,2 millions d'euros), pour la centrale solaire de Fox Coulee au Canada.

À cela s'ajoutent :

- les remboursements d'emprunts réalisés (- 196,1 millions d'euros) ;
- l'incidence des effets de change (- 73,1 millions d'euros) ;
- le reclassement de la dette senior de la centrale de Metoro au Mozambique en passifs destinés à être cédés (- 27,9 millions d'euros) ;
- la variation du coût amorti des emprunts (+ 8,4 millions d'euros).

Au 31 décembre 2023, des financements de projets seniors ont été reclassés en financements courants pour un montant total de 110,1 millions d'euros, contre 226,6 millions d'euros au 31 décembre 2022, en raison du non-respect de certains *covenants* de financements de projets (se référer au paragraphe 2.5.5 « restrictions éventuelles à l'utilisation de capitaux » et à la section 4.1 – aux notes 1.3 et 20.2).

Financements juniors des projets (- 3,4 millions d'euros)

Les financements juniors comprennent essentiellement des dettes juniors sur des entités détenant des projets. La diminution par rapport au 31 décembre 2022 s'explique principalement par le remboursement progressif des emprunts.

Dettes locatives (+ 50,3 millions d'euros)

La hausse par rapport au 31 décembre 2022 est principalement due à l'entrée en vigueur de nouveaux baux ou de réévaluations pour 62,6 millions d'euros, à des remboursements pour (7,4) millions d'euros, et à l'incidence des effets de change pour (3,1) millions d'euros.

Financements *corporate* (+ 14,3 millions d'euros)

Au 31 décembre 2023, les financements *corporate* correspondent principalement aux OCEANes vertes émises en juin 2020 et en septembre 2022. L'augmentation du poste sur la période correspond principalement à l'amortissement des primes d'émission relatives à ces OCEANes vertes (+ 13,7 millions d'euros).

Investissements minoritaires et autres (+ 14,8 millions d'euros)

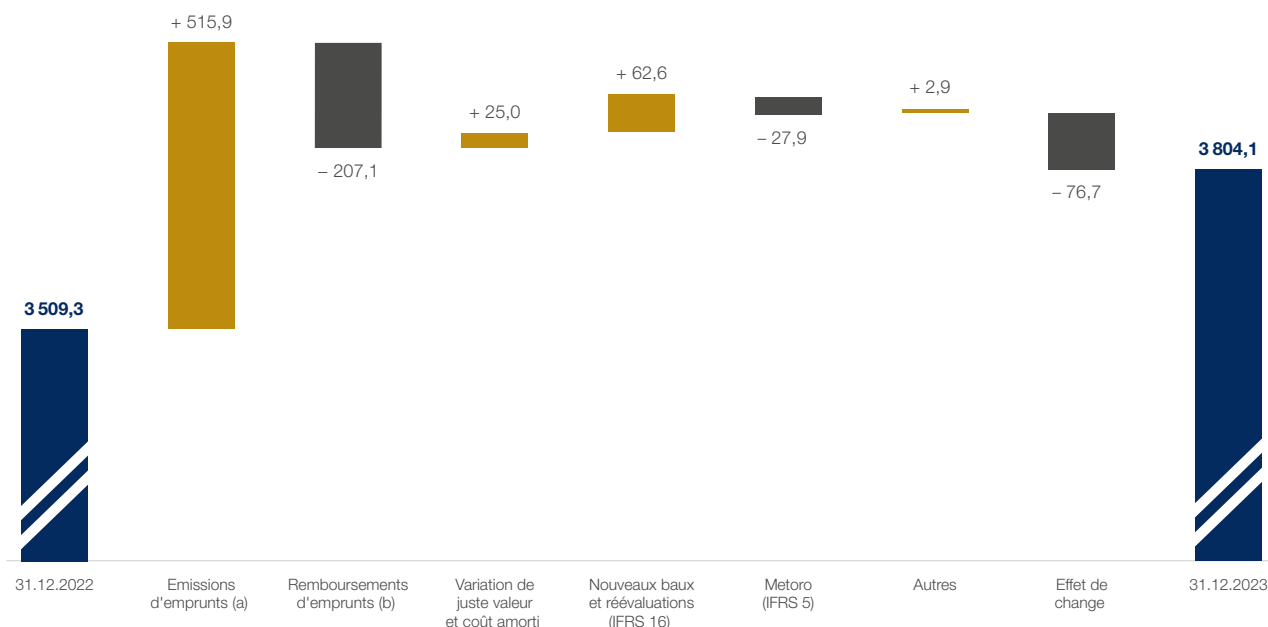
Ce poste est essentiellement constitué des apports en compte courant des actionnaires minoritaires dans le cadre de financement des projets. L'augmentation du poste sur la période est principalement due à des apports réalisés par des actionnaires minoritaires en Suède et en Finlande.

Instruments financiers dérivés de taux passifs (+ 15,0 millions d'euros)

Au 31 décembre 2023, la hausse des instruments financiers dérivés de taux passifs résulte principalement de l'effet de la variation de juste valeur. Cette hausse concerne des instruments financiers dérivés négociés sur l'exercice et est la conséquence de l'impact d'une baisse récente des taux d'intérêts à long terme en zone Euro et en Australie depuis leurs négociations.

Évolution des dettes financières du Groupe

L'évolution des dettes financières du Groupe au cours de l'année 2023 se présente comme suit. Les montants sont exprimés en millions d'euros.



(a) Les émissions d'emprunts correspondent essentiellement aux financements des nouveaux actifs de production d'électricité et de stockage du Groupe sous forme de dettes seniors (+ 498,2 millions d'euros). Se reporter au paragraphe ci-avant « analyse des dettes financières par nature - financements seniors des projets » du présent document.

(b) Ils comprennent principalement les remboursements d'emprunts réalisés sur la période au titre des financements seniors au niveau des actifs (- 196,1 millions d'euros). Se reporter au paragraphe ci-avant « analyse des dettes financières par nature - financements seniors des projets » du présent document.

2.5.5 RESTRICTIONS ÉVENTUELLES À 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 « risque lié aux clauses spécifiques des contrats de financement (covenants) ».

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 propres ou de remboursements d'avances en compte courant, de ces sociétés de projets et 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 projets, 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 2023, un actif du Groupe au Mexique ne respectait pas, suite notamment à des difficultés opérationnelles, son ratio minimum de couverture du service de la dette. En conséquence, le Groupe a maintenu l'accélération dans ses comptes de la dette financière afférente, présentée en endettement financier courant (120,4 millions de dollars américains, soit 110,1 millions d'euros).

Par ailleurs, la situation de la centrale de Metoro constitue un cas de défaut technique au sens de la documentation de financement.

Les autres sociétés financées par des dettes projets, ainsi que Neoen S.A., dans le cadre de son crédit syndiqué, respectaient en revanche leurs *covenants* de ratios financiers de *Debt Service Coverage Ratio (DSCR)* minimum, ou de fonds propres minimum.

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

2.5.6 SOURCES DE FINANCEMENTS ATTENDUES POUR LES INVESTISSEMENTS FUTURS

Le Groupe, qui vise une capacité en opération et en construction de plus de 10 GW en 2025, envisage de continuer à financer, à cet horizon, 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, notamment *corporate*, dans le respect d'un objectif de ratio de levier financier supérieur à 70 %¹² 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.

En complément de ces différents financements, 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 a été amené, dans le cadre de l'atteinte de cet objectif de capacité en opération et en construction de plus de 10 GW en 2025, à lever des capitaux propres pour un montant total de 1,35 milliards d'euros lors de deux augmentations de capital réalisées respectivement le 9 avril 2021 (pour 599,0 millions d'euros) et le 29 mars 2023 (pour 750,4 millions d'euros).

Au 31 décembre 2023, le Groupe disposait d'une trésorerie brute de 773,7 millions d'euros¹³ et de 288,0 millions d'euros de lignes bancaires *corporate* non-utilisées.

2.5.7 SITUATION ET FLUX DE TRÉSORERIE

(En millions d'euros)

	Exercice 2023	Exercice 2022	Var
Flux net de trésorerie lié aux activités opérationnelles	324,7	457,0	- 132,3
Flux net de trésorerie lié aux activités d'investissement	(1 078,0)	(1 113,7)	+ 35,6
Flux net de trésorerie lié aux activités de financement	912,8	681,3	+ 231,5
Incidence de la variation des taux de change	(4,2)	9,4	- 13,6
Effet du reclassement de la trésorerie lié aux actifs détenus en vue de la vente	0,0	(3,9)	+ 3,9
Variation de trésorerie^(a)	155,3	30,2	+ 125,1

(a) Ces montants incluent la trésorerie et les équivalents de trésorerie présentés en actifs destinés à être cédés (4,3 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre un montant nul au 31 décembre 2022) et les découverts bancaires ((0,1) million d'euros au 31 décembre 2023 contre (0,2) million d'euros au 31 décembre 2022).

2.5.7.1 FLUX NET GÉNÉRÉ PAR L'ACTIVITÉ OPÉRATIONNELLE DU GROUPE

(En millions d'euros)

	Exercice 2023	Exercice 2022	Var
Résultat net de l'ensemble consolidé	147,4	45,7	+ 101,7
Élimination de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés ^(a)	(88,8)	(2,8)	- 86,0
Autres éliminations ^(b)	377,0	349,7	+ 27,2
Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement ^(c)	(91,0)	81,6	- 172,6
Impôts décaissés (encaissés)	(19,8)	(17,2)	- 2,7
Flux net de trésorerie lié aux activités opérationnelles	324,7	457,0	- 132,3

(a) En 2023, l'élimination de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés comprend essentiellement l'élimination de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie, sans incidence sur la trésorerie du Groupe, qui concerne principalement des centrales en Finlande pour 42,9 millions d'euros, et en Australie pour 34,1 millions d'euros.

(b) Ce flux comprend essentiellement l'élimination des amortissements et provisions (185,1 millions d'euros en 2023 contre 176,9 millions d'euros en 2022), du coût de l'endettement financier (155,9 millions d'euros en 2023 contre 135,6 millions d'euros en 2022), de la charge (produit) d'impôt différé et exigible (64,2 millions d'euros en 2023 contre 32,6 millions d'euros en 2022) et des plus et moins-values de cession ((40,1) millions d'euros en 2023 contre (12,5) millions d'euros en 2022). Le lecteur est invité à se reporter au tableau des flux de trésorerie consolidés – section 4.1 – paragraphe 4.1.5 du présent document.

(c) En 2023, la variation du besoin en fonds de roulement (BFR) s'est élevée à - 91,0 millions d'euros, contre + 81,6 millions d'euros en 2022. Cette dégradation (- 172,6 millions d'euros) résulte essentiellement de la diminution des autres dettes (contribution à la variation de BFR de - 76,1 millions d'euros en 2023 contre + 114,6 millions d'euros en 2022). Celle-ci correspond principalement au paiement partiel de la dette constituée auprès d'EDF OA, pour un impact net de - 70,6 millions d'euros au cours l'exercice 2023 (contre un impact de + 90,3 millions d'euros au cours de l'exercice 2022). Le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.1.4 « dette nette » du présent document.

Le recul du flux net de trésorerie généré par les activités opérationnelles (-132,3 millions d'euros), entre 2022 et 2023, provient principalement de la variation négative du besoin en fonds de roulement détaillée ci-dessus, effet partiellement compensé par la hausse de l'EBITDA ajusté, détaillée dans le paragraphe 2.4.2.2 « résultats sectoriels » du présent document, hors plus-value de cession liée à l'activité de *farm-down* (+ 28,7 millions d'euros).

¹² Au 31 décembre 2023, ce ratio de levier s'élevait à 65 % du fait de décalages dans la mise en place de certains financements de projets, notamment en Australie, et dans l'attente du refinancement du crédit syndiqué intervenu en février 2024. Se reporter à la section 4.1 – notes 20.2 et 22.5 du présent document.

¹³ Au 31 décembre 2023, les disponibilités incluent 19,7 millions d'euros correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat dans le cadre des dispositions réglementaires en vigueur (se référer aux notes 17 et 20.2 des comptes consolidés).

2.5.7.2 FLUX NET PROVENANT DES INVESTISSEMENTS DU GROUPE

(En millions d'euros)

	Exercice 2023	Exercice 2022	Var
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise ^(a)	(28,5)	(15,6)	- 12,9
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée ^(b)	77,9	26,2	+ 51,7
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles ^(c)	(1 046,0)	(1 111,2)	+ 65,2
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	1,8	1,1	+ 0,7
Variation d'actifs financiers ^(d)	(83,9)	(15,4)	- 68,5
Dividendes reçus	0,7	1,2	- 0,5
Flux net de trésorerie lié aux activités d'investissement	(1 078,0)	(1 113,7)	+ 35,6

(a) En 2023, les acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise concernent principalement des centrales éoliennes en France, des projets de stockage au Canada et des règlements de compléments de prix au titre de projets en construction en Finlande et en Irlande (se référer au paragraphe 2.4.1.1 « poursuite de la croissance du portefeuille » du présent document). En 2022, ce flux correspondait principalement à des projets en développement en Finlande, au Canada et en Équateur (se reporter au tableau des flux de trésorerie consolidés – section 4.1 - paragraphe 4.1.5 du présent document).

(b) En 2023, les cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée correspondent aux opérations de farm-down, principalement de plusieurs centrales solaires en France et de la centrale de Cabrela au Portugal (se reporter à la note 1.3 « événements de l'exercice » des comptes consolidés). En 2022, ce flux correspondait à l'opération de farm-down de la centrale éolienne de Saint-Sauvant et à l'encaissement d'une composante du prix de cession d'une opération de farm-down réalisée au dernier trimestre 2021.

(c) Ces flux sont détaillés ci-dessous et dans le paragraphe 2.5.8.2 « principaux investissements réalisés » du présent document.

(d) La variation observée au cours de l'exercice s'explique essentiellement par des avances en compte courant auprès de sociétés mises en équivalence. En 2023, les acquisitions d'actifs financiers se sont élevées à (102,6) millions d'euros et les cessions à 18,7 millions d'euros. En 2022, les acquisitions s'élevaient à (17,2) millions d'euros et les cessions à 1,9 million d'euros.

En 2023, les dépenses liées aux activités d'investissement sont relativement stables par rapport à 2022 (+ 35,6 millions d'euros).

En 2023, les investissements réalisés dans les projets (acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes des variations de dettes de fournisseurs d'immobilisations) se sont élevés à 1 046,0 millions d'euros, et concernent principalement Goyder 1A (176,6 millions d'euros), Goyder 1B (94,9 millions d'euros), Western Downs Storage (78,6 millions d'euros), Blyth (65,5 millions d'euros), Collie Battery (26,1 millions d'euros), Neoen Australia (24,8 millions d'euros), Capital Battery (13,1 millions d'euros), Kaban (11,6 millions d'euros), Mount Hopeful (10,2 millions d'euros) en Australie, des projets solaires (109,1 millions d'euros), des projets éoliens (40,3 millions d'euros), des projets de stockage (0,8 million d'euros) et des coûts de développement activés (21,9 millions d'euros) en France, Rio Maior (88,8 millions d'euros) et Torre Bela (37,0 millions d'euros) au Portugal, Björkliden (28,4 millions d'euros) et Mutkalampi (15,2 millions d'euros) en Finlande, Storbrännkullen (39,4 millions d'euros) et Storen (18,5 millions d'euros) en Suède, Fox Coulee (70,3 millions d'euros) au Canada.

En 2022, les investissements réalisés dans les projets (acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes des variations de dettes de fournisseurs d'immobilisations) s'étaient élevés à 1 111,2 millions d'euros, et concernaient principalement les projets Bulgana (12,5 millions d'euros), Capital Battery (35,7 millions d'euros), Victorian Big Battery (38,4 millions d'euros), Kaban (139,7 millions d'euros), Western Downs (147,3 millions d'euros) et Goyder (155,7 millions d'euros) en Australie, Björkliden (19,7 millions d'euros) et Mutkalampi (268,0 millions d'euros) en Finlande, Storen (34,1 millions d'euros) en Suède, Torre Bela (3,4 millions d'euros) et Rio Maior (27,9 millions d'euros) au Portugal, Itzoteno (15,1 millions d'euros) au Mexique, ainsi que des projets éoliens (40,9 millions d'euros), des projets solaires (61,6 millions d'euros) et des projets de stockage (5,0 millions d'euros) en France, des projets solaires en Irlande (18,6 millions d'euros), et des coûts de développement (23,4 millions d'euros).

Les investissements réalisés au cours de la période sont détaillés au paragraphe 2.5.8.2 « principaux investissements réalisés » du présent document.

2.5.7.3 FLUX NET PROVENANT DU FINANCEMENT DU GROUPE

(En millions d'euros)	Exercice 2023	Exercice 2022	Var
Augmentation de capital de la société mère ^(a)	742,5	48,1	+ 694,4
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations (réductions) de capital	(1,9)	(1,5)	- 0,4
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(1,0)	(6,0)	+ 5,0
Cession (acquisition) nette d'actions propres	(6,9)	(2,1)	- 4,9
Émissions d'emprunts ^(b)	515,9	1 192,4	- 676,5
Dividendes payés	(3,1)	(2,1)	- 1,0
Remboursements d'emprunts ^(b)	(207,1)	(439,2)	+ 232,1
Intérêts financiers versés	(127,1)	(108,3)	- 18,8
Subventions d'investissement reçues	1,5	-	+ 1,5
Flux net de trésorerie lié aux activités de financement	912,8	681,3	+ 231,5

(a) En 2023, ce flux correspond principalement à l'augmentation de capital réalisée le 29 mars 2023 pour 741,9 millions d'euros après prise en compte des frais d'émission (se reporter au paragraphe 2.4.1.2 du présent document et à la note 1.3 des comptes consolidés).

(b) Les émissions d'emprunts et les remboursements réalisés en 2023 sont détaillés au paragraphe 2.5.4 « passage de l'endettement financier consolidé à la dette nette » du présent document.

La hausse du flux net de trésorerie lié aux activités de financement (+ 231,5 millions d'euros) par rapport à 2022, s'explique principalement par l'augmentation de capital réalisée en 2023, effet partiellement compensé par la baisse des émissions de financements seniors, associée directement au calendrier de réalisation des projets du Groupe sous financement de projet et, dans une moindre mesure, à un effet de base associé à l'émission des OCEANes vertes par Neoen S.A en septembre 2022.

En 2022, les remboursements d'emprunts, supérieurs à ceux effectués en 2023, incluaient notamment l'effet du refinancement d'une mezzanine historique et le remboursement de financements de court terme associés à des actifs en construction.

Les investissements de l'exercice 2023 ont été financés pour partie sur fonds propres, issus notamment de l'augmentation de capital du 29 mars 2023, mais aussi par l'émission de nouveaux emprunts au niveau des sociétés de projet.

2.5.8 INVESTISSEMENTS

2.5.8.1 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 - DSR) 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 20 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.

2.5.8.2 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS RÉALISÉS

Le tableau ci-dessous détaille les investissements consolidés réalisés au cours des exercices clos les 31 décembre 2022 et 31 décembre 2023 :

(En millions d'euros)	Exercice 2023	Exercice 2022	Var	Var (en %)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles^(a)	1 046,0	1 111,2	- 65,2	- 6%
Dont acquisitions d'immobilisations incorporelles	71,5	44,5	+ 27,0	+ 61%
Dont acquisitions d'immobilisations corporelles	974,5	1 066,7	- 92,2	- 9%
Investissements financiers^(b)	131,1	32,8	+ 98,2	x4
Dont acquisitions d'actifs financiers ^(c)	102,6	17,2	+ 85,3	x6
Dont acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise ^(d)	28,5	15,6	+ 12,9	+ 82%

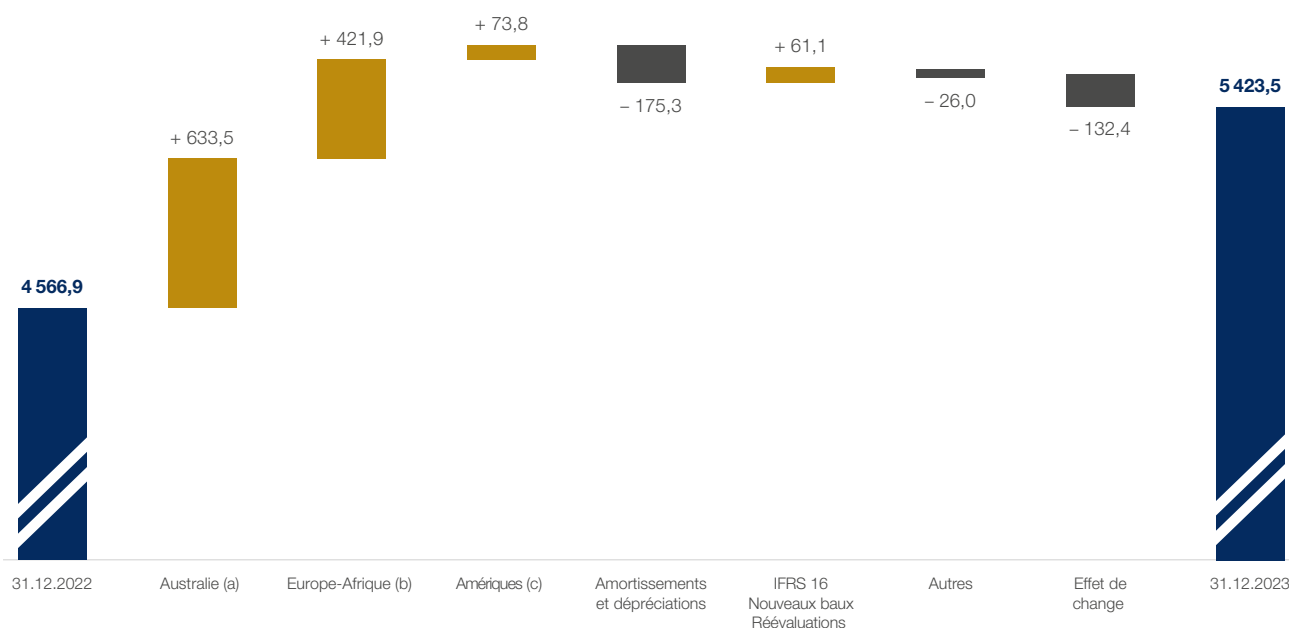
(a) Les montants bruts d'acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles sont présentés ci-dessus en incluant la variation des dettes fournisseurs d'immobilisation, ce qui permet de rapprocher la valeur des actifs immobilisés des dépenses en trésorerie engagées. Les montants bruts de ces variations, hors dettes fournisseurs d'immobilisation, au titre des exercices 2023 et 2022 se sont élevés, respectivement, à 1 202,5 millions d'euros et 1 008,6 millions d'euros. Pour plus de détails le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.5.7.2 « flux net provenant des investissements du Groupe ».

(b) Les investissements financiers sont analysés dans le paragraphe 2.5.7.2 du présent document.

(c) En 2023, les acquisitions d'actifs financiers concernent principalement des avances en comptes courants réalisés auprès de sociétés mises en équivalence.

(d) Les acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquises sont détaillées dans le paragraphe 2.5.7.2 du présent document.

L'évolution des immobilisations corporelles du Groupe entre le 31 décembre 2022 et le 31 décembre 2023 se décompose comme suit (les montants sont exprimés en millions d'euros) :



(a) Les acquisitions au cours de l'exercice correspondent aux centrales en construction ou en pré-construction dont principalement : Goyder 1A (177,2 millions d'euros), Goyder 1B (136,3 millions d'euros), Blyth (81,4 millions d'euros), Western Downs Storage (80,6 millions d'euros), Collie Battery (70,0 millions d'euros), Culcairn (30,7 millions d'euros), Western Downs (24,1 millions d'euros), Capital Battery (13,3 millions d'euros) et Mount Hopeful (10,3 millions d'euros).

(b) Les acquisitions au cours de la période correspondent aux centrales en construction ou en pré-construction dont principalement : Rio Maior (98,9 millions d'euros) et Torre Bela (35,7 millions d'euros) au Portugal, des centrales solaires et éoliennes en France (pour respectivement 129,6 millions d'euros et 36,1 millions d'euros), des centrales Storbrännkullen (38,4 millions d'euros), Storen Power Reserve (18,5 millions d'euros) et d'Hultsfred (10,7 millions d'euros) en Suède, et de la centrale éolienne de Björkliden (28,3 millions d'euros) en Finlande.

(c) Les acquisitions au cours de la période correspondent principalement à la centrale solaire en construction de Fox Coulee au Canada (70,3 millions d'euros).

2.5.8.3 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS EN COURS DE RÉALISATION

Les principaux investissements du Groupe en cours de réalisation correspondent aux actifs en cours de construction au 31 décembre 2023. Les immobilisations corporelles en cours s'élèvent à 1 926,6 millions d'euros au titre de l'exercice 2023 contre 1 066,2 millions d'euros au titre de l'exercice 2022 (se reporter à la section 4.1 - note 12 « *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles » et à la section 4.3 - note 14 « immobilisations corporelles et incorporelles » du présent document).

2.5.8.4 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS ENVISAGÉS

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.

Neoen est par ailleurs amené, depuis 2021, à procéder de manière régulière mais sélective à la cession totale ou majoritaire de projets et d'actifs de son portefeuille (*farm-down*), dans la limite de 20 % de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé. Pour plus de détail, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 1.1.2 du présent document.

Dans ce cadre, les investissements qu'il envisage de réaliser dans le futur consisteront principalement à alimenter son portefeuille par de nouveaux projets, et à 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*¹⁴ (pour un volume total de 1 000 MW au 31 décembre 2023 contre 782 MW au 31 décembre 2022) mais dont la construction n'a pas encore été lancée. Le Groupe continue, par ailleurs, de développer ses projets en phase *advanced development*¹⁴ et *tender-ready*¹⁴ dont le volume s'est élevé à 18 644 MW au 31 décembre 2023 (contre 11 938 MW au 31 décembre 2022).

2.5.8.5 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 au chapitre 5 « développement durable et responsabilité sociétale » du présent document.

Les provisions pour démantèlement sont évoquées à la section 4.1 - note 19 « provisions » du présent document.

2.6 PROCÉDURES 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 document, 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.

Altiplano 200

En Argentine, les contractants EPC du Groupe sur la centrale Altiplano 200, qui a commencé à produire de l'électricité à l'automne 2021, avaient déposé, fin décembre 2021, une demande d'arbitrage qui a été notifiée au Groupe début 2022. Cet arbitrage a été suspendu fin 2023 à la suite de la signature fin octobre 2023 d'un accord à l'amiable dans des conditions favorables pour le Groupe, venant confirmer les positions retenues historiquement dans le cadre de l'établissement de ses comptes

annuels. Les prêteurs de la centrale Altiplano 200 ont validé les termes de cet accord dont la mise en œuvre est conditionnée à l'atteinte de la *provisional acceptance*.

Tranche 1 du parc éolien Goyder

En décembre 2023, le contractant EPC responsable de la conception et de la réalisation des travaux de construction de la tranche 1 du parc éolien Goyder en Australie du Sud a entamé une procédure d'arbitrage contre Goyder Wind Farm 1 Pty Ltd, qui agit en qualité de fiduciaire de Goyder Wind Farm 1 Trust. Le litige porte sur le retard pris par le contractant EPC dans l'exécution des travaux. La demande d'arbitrage vise à établir que le contractant EPC aurait droit à une extension de délai et au remboursement des surcoûts de construction qu'il aurait encourus et dont il tient le Groupe responsable. À la date du présent document, le tribunal arbitral n'a pas été constitué et aucun calendrier n'a été arrêté pour le dépôt de la demande par le contractant EPC. Le Groupe a pris en compte l'ouverture de cet arbitrage, ainsi que le niveau de risque qui en découle, à l'occasion de l'établissement de ses états financiers pour 2023.

¹⁴ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 8.6 « glossaire » du présent document.

Tranche 1B du parc éolien Goyder

En janvier 2024, le contractant EPC responsable de la conception et de la réalisation des travaux de construction de la tranche 1B du parc éolien Goyder en Australie du Sud a entamé une procédure d'arbitrage contre Goyder Wind Farm 1B Pty Ltd, qui agit en qualité de fiduciaire de Goyder Wind Farm 1B Trust. Le litige porte sur le retard pris par le contractant EPC dans l'exécution des travaux. La demande d'arbitrage vise à établir, d'une part, que les procédures d'arbitrage de la tranche 1 et de la tranche 1B

soient fusionnées, et, d'autre part, que le contractant EPC aurait droit à une extension de délai et au remboursement des surcoûts de construction qu'il aurait encourus et dont il tient le Groupe responsable. À la date du présent document, le tribunal arbitral n'a pas été constitué et aucun calendrier n'a été arrêté pour le dépôt de la demande par le contractant EPC. Le Groupe a pris en compte l'ouverture de cet arbitrage, ainsi que le niveau de risque qui en découle, à l'occasion de l'établissement de ses états financiers pour 2023.

2.7 CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE

Il n'y a pas eu de modification de la situation financière ou commerciale du Groupe depuis la publication de ses comptes annuels le 28 février 2024.

2.8 AUTRES INFORMATIONS

2.8.1 ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Se référer à la section 4.1 - note 26 « événements postérieurs à la clôture » du présent document.

2.8.2 AUTRES INFORMATIONS RELATIVES À LA SOCIÉTÉ MÈRE NEOEN S.A.

2.8.2.1 ACTIVITÉS

Neoen S.A., société mère, est spécialisée dans le développement, le financement et l'exploitation de moyens de production d'électricité à partir de l'énergie renouvelable ainsi que de solutions de stockage.

2.8.2.2 COMMENTAIRES SUR L'ACTIVITÉ DE NEOEN S.A.

Chiffres clés

(En millions d'euros)	Exercice 2023	Exercice 2022	Var	Var (en %)
Chiffre d'affaires	107,9	85,8	+ 22,1	+ 26%
Résultat d'exploitation	(6,9)	0,8	- 7,7	N/A
Marge d'exploitation	- 6%	+ 1%		
Résultat financier	152,0	46,8	+ 105,2	x3
Résultat courant avant impôts	145,2	47,6	+ 97,6	x3
Résultat exceptionnel	0,8	1,5	- 0,7	- 47%
Intéressement / participation des salariés aux résultats de l'entreprise	(1,3)	(1,2)	- 0,1	- 8%
Impôts sur les bénéfices	(7,3)	(0,2)	- 7,1	x37
Résultat net	137,4	47,7	+ 89,7	x3
Capitaux propres	2 494,5	1 615,7	+ 878,8	+ 54%
Dettes financières	532,0	493,6	+ 38,4	+ 8%
Trésorerie disponible	383,7	246,4	+ 137,3	+ 56%

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'est établi à 107,9 millions d'euros en 2023 (+ **22,1 millions d'euros** par rapport à 2022, soit + 26 %). Il est principalement constitué de prestations de développement (+ 21,5 millions d'euros). Sa progression résulte de la croissance du portefeuille de centrales entrées en construction et en opération. Ces prestations interviennent généralement à compter du lancement de la construction de l'actif sous-jacent, de son *closing* financier ou de sa mise en opération.

Résultat d'exploitation

Il s'est établi à (6,9) millions d'euros en 2023 contre 0,8 million d'euros en 2022. Cette dégradation (– **7,7 millions d'euros**) s'explique principalement par :

- l'augmentation des frais de développement encourus dans le cadre de la croissance du portefeuille de projets (– **19,8 millions d'euros**),
- la progression des charges de personnel (– **6,5 millions d'euros**). Celles-ci se sont établies à (30,9) millions d'euros contre (24,4) millions d'euros en 2022, en raison notamment d'un impact plus important, en 2023, des plans d'actions gratuites au bénéfice de certains salariés (– 3,7 millions d'euros incluant les cotisations sociales). À cela s'est ajoutée la hausse de la masse salariale et des cotisations sociales afférentes (– 2,8 millions d'euros), liée à la progression des effectifs de + 10 % sur la période.

Ces effets n'ont été que partiellement compensés par la progression du chiffre d'affaires (+ 22,1 millions d'euros – se reporter au paragraphe ci-avant).

Résultat financier

En 2023, le résultat financier s'est élevé à 152,0 millions d'euros (+ **105,2 millions d'euros** par rapport à 2022). Cette progression s'explique essentiellement par les distributions exceptionnelles de dividendes perçues :

- de Neoen production 2 à la suite de l'opération de refinancement réalisée en 2022 et des cessions intra-groupes afférentes conclues au premier trimestre 2023 (+ 65,4 millions d'euros) ; et
- de NP Investment dans le cadre de la cession de la centrale solaire de Cabrela au Portugal (+ 25,2 millions d'euros).

À cela se sont ajoutées la hausse des produits d'intérêts sur comptes courants d'associés (+ 22,2 millions d'euros), liée à la croissance des investissements réalisés dans de nouveaux actifs, et la rémunération de l'ensemble des placements financiers (+ 14,1 millions d'euros) dans un contexte de hausse des taux d'intérêts.

Ces effets ont été partiellement compensés par la dépréciation des titres de participation et du compte courant d'associé de la holding portugaise détenant les titres d'un actif au Mozambique, compte tenu de sa cession à venir.

Cet agrégat est détaillé en section 4.3 - note 10.1 « résultat financier » du présent document.

Résultat exceptionnel

Il s'est élevé à 0,8 million d'euros en 2023, en baisse par rapport à 2022 (– **0,7 million d'euros**). En 2023, il s'agit principalement d'un complément de prix (0,5 million d'euros). En 2022, il était principalement composé de produits de cessions internes de filiales réalisées dans le cadre de la structuration de nouveaux financements de projets.

Cet agrégat est détaillé en section 4.3 - note 11 « résultat exceptionnel » du présent document.

Charge d'impôt

En 2023, la charge d'impôt comptabilisée par la Société s'est élevée à (7,3) millions d'euros contre (0,2) million d'euros en 2022. Cette évolution résulte essentiellement de la constatation en 2022 de crédits d'impôts relatifs au financement en comptes courants d'associés de centrales solaires du Groupe en Argentine, ayant fait l'objet de retenues à la source localement, et de la comptabilisation, en 2023, d'impôts non exigibles liés aux frais encourus et transférés en prime d'émission dans le cadre de l'augmentation de capital.

Cet agrégat est détaillé en section 4.3 - note 12 « impôts » du présent document.

Résultat net

Le résultat net s'est ainsi élevé à 137,4 millions en 2023 (+ **89,7 millions d'euros** par rapport à 2022).

Situation financière

Les capitaux propres de la Société s'élevaient à 2 494,5 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 1 615,7 millions d'euros au 31 décembre 2022. Cette hausse de + **878,8 millions d'euros** s'explique essentiellement par l'augmentation de capital réalisé le 29 mars 2023 (se reporter à la section 4.3 - note 2 « activité de la société et faits marquants de l'exercice »), et dans une moindre mesure, par le résultat de l'exercice.

La hausse des dettes financières de + 38,4 millions d'euros (532,0 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 493,6 millions d'euros au 31 décembre 2022) s'explique essentiellement par un prêt ponctuel consenti par une société portant un actif en exploitation en Australie.

La trésorerie disponible s'élevait à 383,7 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 246,4 millions d'euros un an plus tôt (+ **137,3 millions d'euros**). Sa croissance résulte de la combinaison de l'augmentation de capital réalisée en 2023 pour un montant net de frais d'émission de 744,0 millions d'euros et du rythme soutenu des investissements en fonds propres réalisés dans le cadre du développement et de la construction de nouvelles centrales.

2.8.2.3 TABLEAU DES RÉSULTATS DES 5 DERNIERS EXERCICES

Montants	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
I. Situation financière en fin d'exercice (en millions d'euros)					
a) Capital social	304,2	229,3	214,1	171,1	170,2
b) Nombre d'actions composant le capital social	152 122 449	114 669 498	107 056 685	85 550 712	85 088 748
c) Nombre d'obligations convertibles en actions ^(a)	9 791 917	9 791 917	11 081 909	10 308 754	6 629 101
II. Résultat global des opérations effectives (en millions d'euros)					
a) Chiffre d'affaires hors taxe	107,9	85,8	79,2	61,5	57,5
b) Bénéfices avant impôt, amortissements et provisions	146,9	50,6	43,9	29,1	24,1
c) Impôts sur les bénéfices	(7,3)	(0,2)	(6,1)	(0,8)	(2,2)
d) Bénéfices après impôts, amortissements et provisions	137,4	47,7	35,8	26,6	21,1
e) Montant des bénéfices distribués ^(b)	14,3	10,7	-	-	-
III. Résultat des opérations réduit à une seule action (en euros)					
a) Bénéfice après impôt, mais avant amortissements et provisions	0,9	0,4	0,4	0,3	0,2
b) Bénéfice après impôt, amortissements et provisions	0,9	0,4	0,3	0,3	0,2
c) Dividende versé à chaque action	0,1	0,1	-	-	-
IV. Personnel (en millions d'euros)					
a) Nombre de salariés	186,0	169,1	143,3	126,6	107,0
b) Montant de la masse salariale	15,1	13,3	11,3	10,3	9,5
c) Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux ^(c) (sécurité sociale, œuvres, etc.)	15,8	11,1	16,5	20,0	7,5

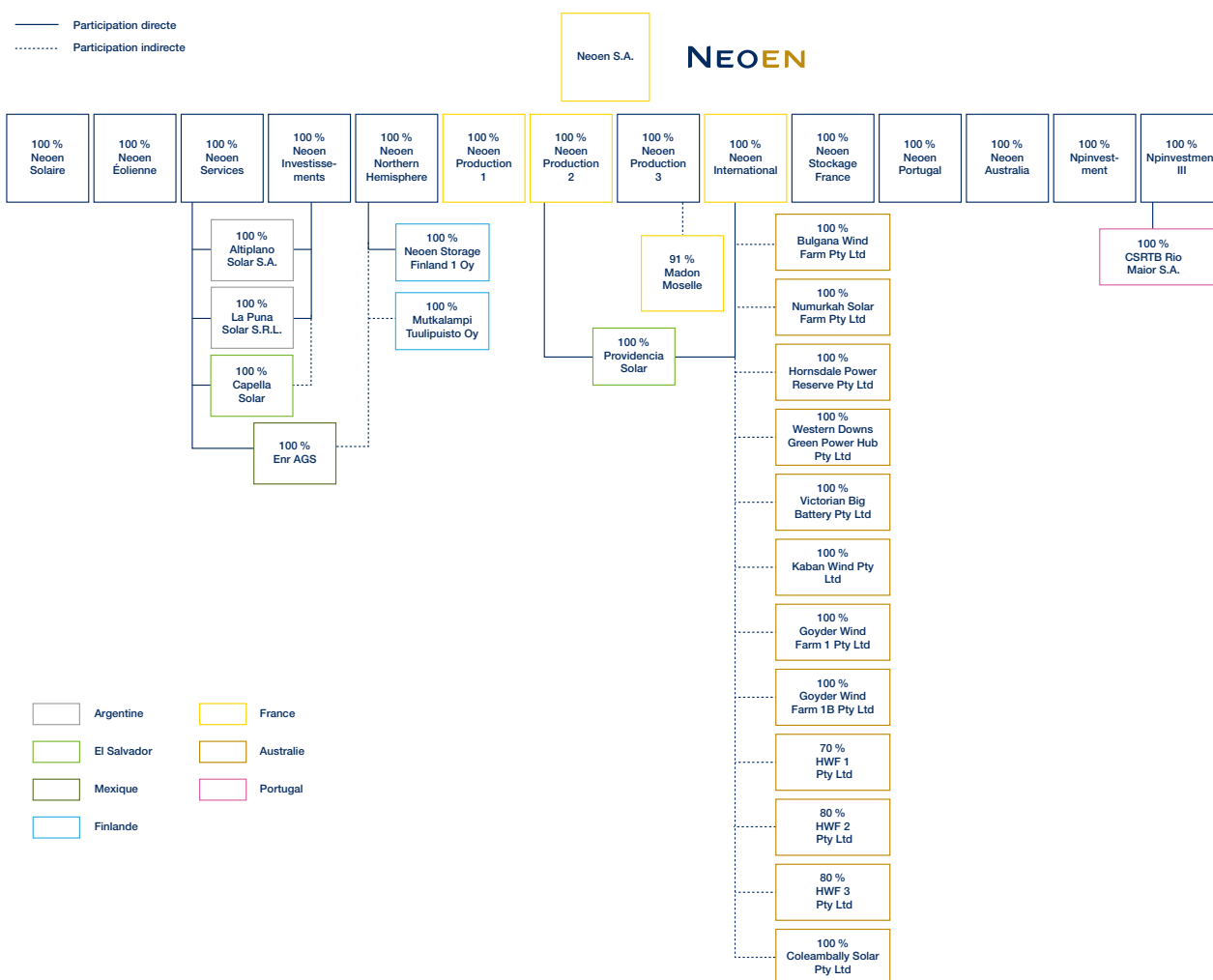
(a) Conformément aux termes et conditions des OCEANes émises par Neoen S.A. le 7 octobre 2019 (les « OCEANes 2019 ») et le 2 juin 2020 (les « OCEANes vertes 2020 ») par décision du 7 avril 2021, le président-directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des droits des bénéficiaires des OCEANes 2019 et des OCEANes vertes (application d'un coefficient de 1,075). En 2022, la société a procédé à la conversion des OCEANes 2019 et l'émission de nouvelles OCEANes vertes.

(b) Le résultat de l'année 2022 de 47,7 millions d'euros a été partiellement distribués en dividendes pour 14,3 millions d'euros. Par ailleurs, 4,6 millions d'euros ont été distribués en dividendes par prélèvement sur les autres réserves.

(c) La progression de ce poste est principalement liée à un volume d'actions de la société acquises en 2023 plus important qu'en 2022. Ces actions sont acquises dans le but de servir le plan d'attribution d'actions gratuites à échéance 2024 et 2025.

2.8.2.4 STRUCTURE DU GROUPE

L'organigramme simplifié ci-après présente l'organisation juridique du Groupe à la date du présent document. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital et les droits de votes.



Neoen S.A., la société mère

Neoen S.A., société anonyme de droit français, a été initialement constituée et immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris le 29 septembre 2008, sous le numéro 508 320 017 sous forme de société par actions simplifiée. Ses actions ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris le 17 octobre 2018. Elle est contrôlée par son actionnaire de référence décrit à la section 7.3 « actionnariat » du présent document.

Elle détient elle-même des sociétés holding intermédiaires qui détiennent à leur tour des sociétés porteuses des projets.

Filiales importantes

Se reporter à la section 4.1 - note 3.3 « évolution du périmètre ».

Acquisitions et cessions récentes de filiales

Acquisitions

Dans le cadre de son activité de développement de projets, le Groupe acquiert occasionnellement des sociétés porteuses de projets solaires ou éoliens, généralement à un stade intermédiaire de développement plutôt que déjà développés par des tiers. Il peut aussi être amené à acquérir des sociétés détenant des actifs arrivant en fin de contrats long terme de type *PPA* et offrant à ce titre un important potentiel de *repowering*.

France

En janvier 2023, le Groupe a acquis l'intégralité des titres des sociétés Éolienne Plouguin 2 SNC, Éolienne Plouguin 3 SNC et Éolienne Kerheral 2 SNC.

En juillet 2023, le Groupe a également fait l'acquisition de l'intégralité des titres des sociétés ENR Molagnies SAS et ENR Ouest Aveyron SAS.

Portugal

Le Groupe a racheté, en juillet 2023, 51 % des titres de la société portugaise CSRTB Rio Maior SA (anciennement dénommée Aura Power Rio Maior SA), portant ainsi la détention à 100 % des titres.

Canada

En novembre 2023, le Groupe a acquis l'intégralité des titres de la société Shift Solar Inc.

Farm-down

Depuis 2021, Neoen procède de manière régulière mais sélective à la cession totale ou majoritaire de projets et d'actifs de son portefeuille (*farm-down*). Cette activité a vocation à être mise en œuvre dans la limite de 20 % de la croissance annuelle brute du portefeuille sécurisé.

Dans ce cadre, le Groupe a cédé :

- le 22 février 2023, l'intégralité des titres de la centrale solaire portugaise de Cabrela ;
- le 30 novembre 2023, 100 % des titres qu'il détenait dans les sociétés françaises Centrale Solaire Kertanguy SAS, Centrale Solaire Toreilles SAS, Centrale Solaire Zenith SAS et Centrale Solaire 3 SAS ; et
- le 18 décembre 2023, l'intégralité des titres qu'il détenait dans la société australienne Goorambat East Solar Farm.

Cessions

Au cours de l'exercice 2023, le Groupe a également été amené à céder certaines participations en raison de considérations financières ou stratégiques (y compris dans le cadre d'accords de co-investissement conclus par les sociétés du Groupe).

Le Groupe a ainsi cédé, en mai 2023, 9 % des titres qu'il détient dans la société Centrale Éolienne du Pays entre Madon et Moselle SAS à la société d'économie mixte TERR'ENR.

Liquidations

Enfin, dans un souci de simplification de l'organisation juridique et opérationnelle, le Groupe a été amené à dissoudre puis radier la société française Centrale Éolienne Tureau à la Dame, ainsi que les sociétés américaines Neoen Wind US Inc et Neoen Holding US Inc au cours de l'année 2023.

Participations et Joint-Ventures

Pour une présentation des participations détenues par le Groupe, se référer à la section 4.1 - note 3.3.

Pour une présentation des *joint-ventures* constituées par le Groupe, se référer à la section 4.1 - note 3.3.

2.8.2.5 DÉLAIS DE PAIEMENT CLIENTS ET FOURNISSEURS

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

	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement						
Nombre de factures concernées	185	16	12	9	19	56
Montant total des factures concernées TTC	16 665 424	2 516 454	34 187	18 455	5 112	2 574 207
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	1 %	16 %	0 %	0 %	2 %	19 %
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes litigieuses ou non comptabilisées						
Nombre de factures exclues		0				
Montant total des factures exclues		0				
(C) Délais de paiement référence utilisés (contractuel ou délai légal - article L. 441-6 ou article L. 443-1 du Code de commerce)						
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	30 jours date de facture					

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

	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement						
Nombre de factures concernées	2	45	0	0	2	47
Montant total des factures concernées TTC	27 742 095	3 259 588	-	-	502 670	3762 258
Pourcentage du montant total des ventes TTC de l'exercice	28 %	3 %	0 %	0 %	1 %	4 %
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes litigieuses ou non comptabilisées						
Nombre de factures exclues		0				
Montant total des factures exclues		0				
(C) Délais de paiement référence utilisés (contractuel ou délai légal - article L. 441-6 ou article L. 443-1 du Code de commerce)						
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	30 jours date de facture					

Les créances à plus de 91 jours s'établissent à 0,5 million d'euros. Elles correspondent principalement à la refacturation d'honoraires par Neoen S.A. à l'une de ses filiales portugaises, dont le règlement est intervenu le 12 janvier 2024.

2.8.2.6 SANCTIONS PÉCUNIAIRES

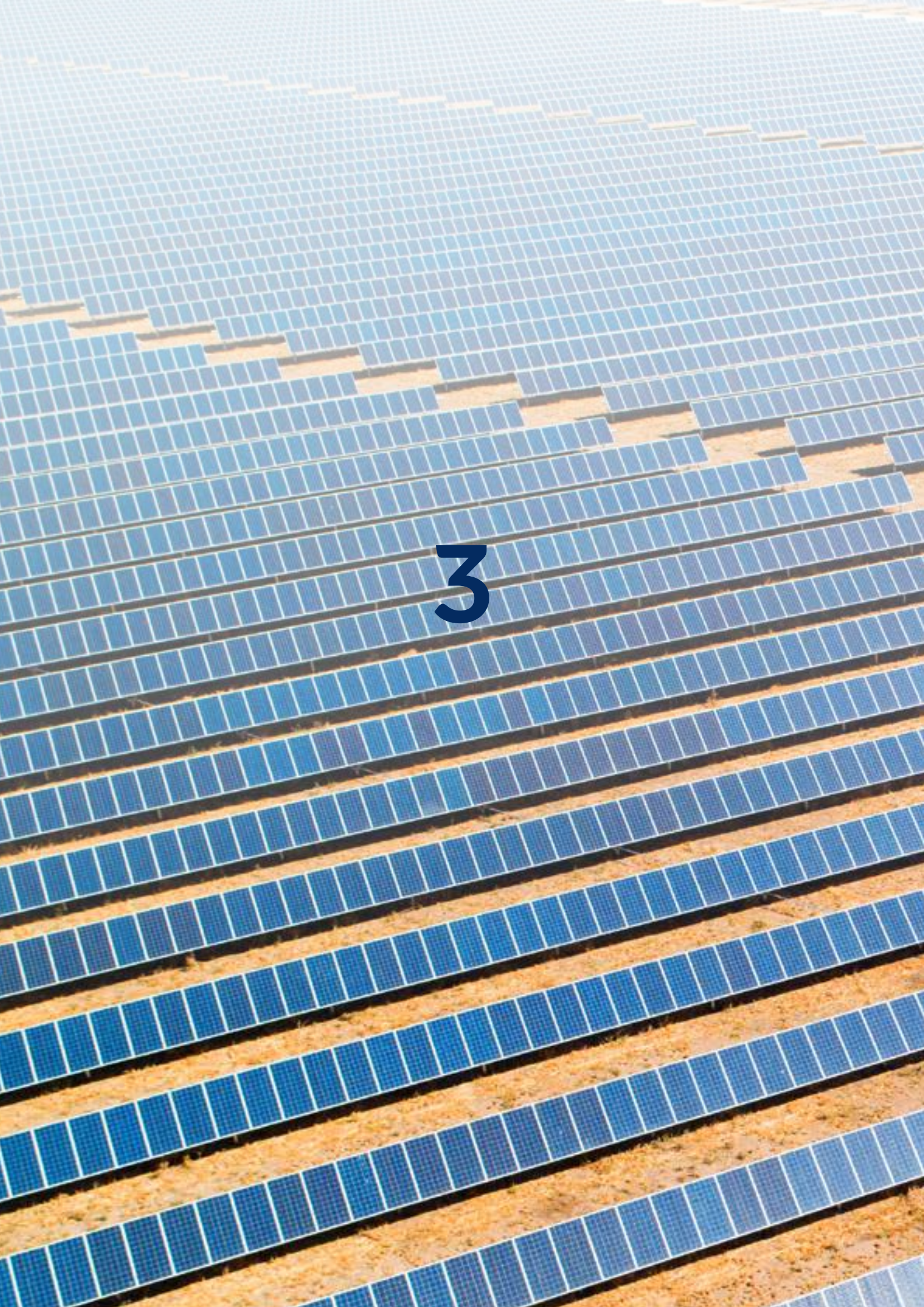
Néant.

2.8.2.7 DÉPENSES SOMPTUAIRES

Les loyers des véhicules de tourisme considérés comme des charges non déductibles s'élèvent à 122 292,74 euros pour l'exercice 2023.

2.8.2.8 RÉINTÉGRATION DE FRAIS GÉNÉRAUX SUITE À REDRESSEMENT FISCAL

Néant.



3

FACTEURS ET GESTION DES RISQUES

3.1	PRINCIPAUX RISQUES AUXQUELS LE GROUPE EST EXPOSÉ	88	3.1.4	Risques légaux et réglementaires	105
3.1.1	Risques liés au secteur d'activité	90	3.1.5	Risques environnementaux, sociaux et de gouvernement d'entreprise	108
3.1.2	Risques liés à l'activité et la stratégie du Groupe	94	3.2	ASSURANCES ET GESTION DES RISQUES	113
3.1.3	Risques liés à la situation financière du Groupe	101	3.2.1	Assurances	113
			3.2.2	Gestion des risques	114

3.1 PRINCIPAUX RISQUES AUXQUELS LE GROUPE EST EXPOSÉ

Tous les trois ans, les principaux risques auxquels le Groupe est confronté font l'objet d'un processus de cartographie visant à réviser leur classification au regard de l'évolution de l'environnement au sein duquel il évolue. Les principaux facteurs de risques décrits dans le tableau ci-dessous ont été recensés et qualifiés dans la cartographie des risques mise à jour au cours du second semestre 2022.

Au cours du quatrième trimestre 2023, cette cartographie, et de manière plus globale l'environnement des risques, ont été analysés par le Comité exécutif et validés par le Comité d'audit.

A 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 mentionnés dans le tableau ci-après sont, à la date du présent document, ceux auxquels le Groupe estime être exposé en raison de son modèle économique et des activités opérées.

Ils sont présentés dans un nombre limité de catégories en fonction de leur nature. Leur importance est évaluée en fonction de leur probabilité d'occurrence et de leur impact négatif en cas de réalisation. Au sein de chacune de ces catégories, les risques sont classés par ordre décroissant d'importance. Les risques ont été appréciés en tenant compte des mesures de gestion de risque mises en place au sein du Groupe.

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 négatif important sur ses activités, sa situation financière ou ses perspectives de développement.

Enfin, la déclaration de performance extra-financière contient une description des risques extra-financiers, dont certains sont repris ici dès lors qu'ils ont été jugés significatifs.

CATÉGORIE	RISQUE	IMPACT NET POTENTIEL ¹
Risques liés au secteur d'activité	Risque lié à la concurrence sur les marchés des énergies renouvelables	ÉLEVÉ
	Risque lié aux variations des prix des composants nécessaires à la production d'équipements renouvelables et de leur maintenance	ÉLEVÉ
	Risque lié au raccordement aux réseaux de distribution ou de transport et à leur utilisation	MOYEN
	Risque de prix sur les marchés de gros de l'électricité	MOYEN
Risques liés à l'activité et la stratégie du Groupe	Risque lié à l'emploi de contractants tiers DPEF Chapitre 5	ÉLEVÉ
	Risque lié à l'obtention d'accords de financement auprès de différentes sources, en particulier par endettement externe	ÉLEVÉ
	Risque lié à l'expansion du Groupe sur des marchés émergents DPEF Chapitre 5	ÉLEVÉ
	Risque relatif aux projets en phase de développement et aux actifs en construction	MOYEN
	Risque lié à la sécurisation préalable de contrats de vente d'électricité	MOYEN
	Risque lié à la résiliation d'un contrat de vente d'électricité ou des défauts ou retards de paiement par les contreparties	MOYEN
Risques liés à la situation financière du Groupe	Risque se rapportant à l'entretien et la rénovation des installations de production d'électricité	FAIBLE
	Risque lié au niveau de levier et au mode de financement du Groupe	ÉLEVÉ
	Risque lié aux clauses spécifiques des contrats de financement (<i>covenants</i>)	MOYEN
	Risque lié à la recouvrabilité des impôts différés actifs	MOYEN
	Risque lié à l'évolution des règles fiscales	MOYEN
Risques légaux et réglementaires	Risque de change	MOYEN
	Risque lié à une évolution défavorable de la réglementation ou des politiques publiques de soutien aux énergies renouvelables	MOYEN
	Risque lié à l'obtention des permis, licences et autorisations nécessaires à l'exercice de ses activités ou à l'implantation de ses installations	MOYEN
	Risque lié à la diminution ou à la remise en cause des prix et tarifs réglementés d'achat d'électricité renouvelable	MOYEN
Risques environnementaux, sociaux et de gouvernement d'entreprise	Risque lié à l'infrastructure informatique	ÉLEVÉ
	Risque lié à la capacité de rétention des collaborateurs clés et à l'embauche et la rétention de nouveaux employés qualifiés DPEF Chapitre 5	ÉLEVÉ
	Risque lié à l'acceptabilité 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 DPEF Chapitre 5	MOYEN
	Risque lié aux conditions météorologiques et aux effets du changement climatique DPEF Chapitre 5	MOYEN

¹ Les risques ont été appréciés en tenant compte des mesures de gestion de risque mises en place au sein du Groupe.

3.1.1 RISQUES LIÉS AU SECTEUR D'ACTIVITÉ

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 progression du nombre d'acteurs dans le domaine des énergies renouvelables, compte tenu de ses perspectives de croissance fortes associées notamment aux ambitions internationales en matière de réduction des émissions mondiales de gaz à effet de serre, ainsi qu'à la volonté d'un nombre croissant d'États de renforcer leur indépendance énergétique ;
- d'une tendance historique de long terme à 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, que la reprise économique post COVID-19, et une augmentation récente et forte de l'inflation au niveau mondial, ont temporairement suspendue ;
- du niveau actuel des prix de l'électricité, supérieurs à leurs tendances historiques, sous l'effet d'une augmentation sensible des prix des combustibles fossiles et notamment du gaz, tout particulièrement en Europe dans un contexte de tensions énergétiques associées au conflit russo-ukrainien, qui rend les énergies renouvelables compétitives, et crée ainsi un environnement de marché propice à des acteurs de toutes tailles ; 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 d'accentuer la difficulté pour le Groupe à remporter des appels d'offres, ou à conclure des contrats de vente d'électricité avec des contreparties à des prix garantissant les rendements souhaités. Cette concurrence avait contribué historiquement 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 concurrentielles, telles que par exemple l'appel d'offres gouvernemental qui avait eu lieu au Portugal en août 2020. La conjugaison d'une augmentation des coûts des installations photovoltaïques, des turbines éoliennes, et des installations de stockage, dans un contexte général inflationniste depuis 2022, qui n'a commencé à se stabiliser que très récemment, et d'une accélération de la remontée des taux d'intérêts au cours de l'année 2023, a brutalement mis fin à cette tendance. Si cela a bien entraîné une augmentation significative des prix proposés dans le cadre des procédures d'appels d'offres ou des processus compétitifs de mise en concurrence, il est possible que ceux-ci ne soient pas toujours suffisants, compte tenu du contexte fortement concurrentiel actuellement, pour couvrir pleinement les augmentations de coûts affectant les projets éoliens, solaires et de stockage développés par le Groupe. En outre, il est possible que les prix résultant des processus concurrentiels reprennent ultérieurement leur tendance baissière.

Par ailleurs, sur chacun des marchés dans lesquels il opère, le Groupe fait face à la concurrence d'acteurs locaux ainsi que des acteurs globaux, dont beaucoup bénéficient d'une grande expérience (tant sur le plan domestique que sur le plan international) dans le développement et l'exploitation d'installations de production d'électricité, et de ressources financières qui peuvent être 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 depuis avril 2019, dont le rôle inclut la gestion de situations de conflit d'intérêts portées 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 TotalEnergies, Iberdrola ou encore RWE, ont renforcé leurs positions sur le marché des énergies renouvelables par des acquisitions de développeurs et producteurs indépendants d'électricité solaire ou éolienne et se diversifient de manière croissante (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, tandis que des fonds d'investissement ont procédé à l'achat de développeurs et de producteurs indépendants d'énergie renouvelable, qui ont donné naissance à des acteurs plus importants, possédant des ressources financières significatives, qui dépassent celles du Groupe dans de nombreux cas.

Dispositif de maîtrise

En favorisant le développement de ses projets en interne, avec des équipes pleinement au fait des contextes locaux, le Groupe tend à optimiser leur coût de développement et à contribuer à la sélection des sites et des options technologiques les plus pertinentes. Ceci lui permet d'être compétitif par rapport à une concurrence qui peut être amenée à privilégier les acquisitions.

Le Groupe a aussi engagé une initiative d'amélioration continue de ses processus d'opération et maintenance, dans le but d'améliorer ses coûts de production et d'accroître sa compétitivité dans les développements à venir.

Par ailleurs, le Groupe s'est fixé des objectifs de taux de retour sur investissements (taux de rentabilité interne (TRI)) calculés sur un horizon de 30 ans s'élevant à 7,5 % (+/- 150 points de base) pour l'Europe, 8,5 % (+/- 150 points de base) pour l'Australie et pour les autres pays de l'OCDE (hors Europe), et supérieurs à 10 % (*low double digit*) dans les pays non-membres de l'OCDE. Il s'efforce d'atteindre, dans la mesure du possible, le haut de ces fourchettes en optimisant ses projets. Le respect de ces TRI, validés par son

Conseil d'administration, est suivi de manière constante lors des différentes phases d'un projet, de son développement jusqu'à la finalisation de sa 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). 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 et actifs du portefeuille cédés dans le cadre de son activité de *farm-down*², lui donne aussi un avantage dans la négociation de PPAs avec des acteurs privés.

Enfin, le Groupe a fait le choix de développer des formes de contractualisation innovantes pour certains de ses actifs, visant à lui permettre de se différencier de ses concurrents. Pour plus d'information, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 1.3.4.2 « contrats de vente d'électricité » du présent document.

Impact net du risque : Elevé.

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

Les prix des éoliennes, des installations photovoltaïques, des installations de stockage ou des autres composants du système (composants BOS ou BOP) et les coûts de transport de ces équipements ont augmenté très sensiblement, dans un contexte d'inflation générale au niveau mondial qui s'est accélérée au cours de l'année 2022 et s'est stabilisée au deuxième semestre 2023. Cette augmentation a aussi affecté les coûts d'opération et de maintenance, qui pour les actifs en opération, sont très majoritairement soumis à des mécanismes d'indexation généralement basés sur l'inflation.

Dans ce contexte, lors de son *Capital Markets Day* du 1^{er} mars 2023, le Groupe a annoncé une augmentation du total des dépenses d'investissements pour la période 2021-2025 d'un montant de 900 millions d'euros, provenant à hauteur de 750 millions d'euros de la hausse des coûts d'investissement dans les projets solaires, éoliens et de stockage (se reporter aux paragraphes 2.5.6 « sources de financement attendues pour les investissements futurs » et 2.5.8.4 « principaux investissements envisagés » du présent document).

Les prix évoqués ci-avant sont par ailleurs susceptibles de continuer à fluctuer à l'avenir en raison de nombreux facteurs qui échappent au contrôle du Groupe, tels que :

- l'évolution du conflit russo-ukrainien et ses conséquences sur le niveau des prix de l'énergie nécessaire à la fabrication des équipements renouvelables, tout particulièrement en Europe ;
- les variations du prix des matières premières nécessaires à la production des équipements d'installations d'énergies renouvelables (polysilicium, acier, lithium, cobalt, etc.) ;
- l'indisponibilité de certains composants (du fait d'une demande mondiale dépassant actuellement l'offre disponible) susceptible d'entraîner des retards en phase de construction. Ceci est le cas en particulier pour le lithium utilisé à la fois dans les batteries des véhicules électriques et les installations de stockage

dédiées, dont le marché continue de se développer à un rythme excédent celui d'ouverture de nouvelles mines ;

- la rupture temporaire des chaînes logistiques affectant le rythme de production et de livraison des composants nécessaires à la construction des équipements utilisés par les installations de production d'énergie renouvelable ;
- les déséquilibres des chaînes d'approvisionnement qui affectent le marché du fret international ;
- l'évolution des taux de change et notamment du dollar américain vis-à-vis de l'euro et du dollar australien, devises dans lesquelles est réalisée une part très substantielle des investissements du Groupe ;
- la concentration croissante observée sur certains segments de la chaîne de valeur, limitant le choix des contractants possibles, tout particulièrement en matière de production du polysilicium, qui représente une part importante du coût de fabrication des panneaux photovoltaïques, ou encore de turbines éoliennes sur certains marchés locaux, dont l'Australie, en situation de duopole de fait pour les 2 à 3 ans à venir à minima ;
- les pertes accumulées par la plupart des fournisseurs de turbines occidentaux qui les conduisent à augmenter significativement les prix proposés pour les nouveaux projets de production d'énergie éolienne ;
- les mesures anti-dumping visant les fabricants de panneaux chinois ou l'adoption de toute autre mesure commerciale ou de régime de sanction entre gouvernements visant des matériaux ou des fournisseurs clés des installations ;
- l'évolution des indices généraux des prix et des salaires dans les pays où opère le Groupe.

Ces facteurs pourraient continuer à faire augmenter les coûts d'approvisionnement du Groupe (en particulier, le coût des installations photovoltaïques, le coût des éoliennes, le coût des batteries, qui représentent le principal composant des installations de stockage, ou encore les coûts de transport international), ainsi que ses coûts d'opération et de maintenance, ce qui pourrait réduire la valeur des projets, en rendre certains non viables ou imposer au Groupe de décaler leur calendrier de réalisation, chacune de ces circonstances pouvant avoir une incidence défavorable significative sur l'activité du Groupe, ses résultats ou sa situation financière.

Dispositif de maîtrise

Les contractants EPC (*Engineering Procurement Construction*) sont systématiquement choisis dans le cadre d'un processus d'appel d'offres compétitif avec au minimum, et sauf exception associée à des spécificités propres à certains marchés locaux, trois EPC de premier rang. Les évolutions des coûts des matériaux (polysilicium, lithium, acier, cuivre, cobalt, aluminium) sont suivies mensuellement avec le support de plateformes reconnues de recherche et d'exploitation de données issues des marchés internationaux, et ce, pour les principaux composants critiques.

L'équipe achats sécurise, suivant l'importance des projets, le prix, la classe de puissance et la capacité des modules photovoltaïques au travers de contrats cadres pour éviter que le Groupe soit soumis à une volatilité trop forte des prix (impact de la demande fluctuante du marché chinois et des barrières *anti-dumping* US notamment).

² Cession, totale ou majoritaire, de projets et d'actifs du portefeuille (*farm-down*), dans la limite de 20 % du volume des projets remportés chaque année. Ces opérations de *farm-down* permettent de renforcer la capacité financière du Groupe et donc de contribuer au financement de la construction de nouveaux actifs.

Elle procède de manière continue, pour l'ensemble des technologies, à l'élargissement et au renouvellement de sa base de fournisseurs stratégiques pour éviter autant que possible les situations d'abus de position dominante ou de source unique pour les composants critiques des chaînes d'approvisionnement correspondantes. Les achats d'éléments critiques (modules photovoltaïques, cellules de batteries ou encore transformateurs haute tension) font, dans la mesure du possible, l'objet d'achat groupés portant sur un portefeuille de projets, de manière à maximiser les effets de volumes; dans le cas des modules photovoltaïques, le Groupe réalise également des enchères inversées pluriannuelles pour capturer au mieux les économies possibles résultant de déséquilibres entre la demande et l'offre disponibles dans les *supply chains*, chinoises en particulier.

Le modèle de contrat intégré (*EPC Full Wrap*), privilégié par le Groupe, laisse par ailleurs une part notable de l'impact des évolutions potentielles des coûts des composants à la contrepartie EPC, à l'exception d'un nombre réduit de coûts portant sur des composants critiques, qui peuvent être indexés (pour des périodes de temps limitées) sur les cours de certaines matières premières (lithium) ou des indices de coûts de transport.

En outre, le Groupe ne confirme la commande à ses fournisseurs (*Notice to Proceed*), l'engageant définitivement, que lorsqu'il dispose de suffisamment de visibilité quant à sa capacité à réaliser ses projets dans des conditions de rentabilité satisfaisantes au regard de ses cibles de retour sur investissement. Il intègre par ailleurs systématiquement, pour chaque projet, des contingences dans ses budgets d'investissement afin de pouvoir absorber tout ou a minima une partie de l'impact de la variation des prix des composants et équipements auxquels il est susceptible de faire face.

Pour couvrir l'évolution des coûts des prestations d'opérations et de maintenance réalisées par des tiers, qui sont généralement soumises à des mécanismes d'indexation basés sur l'inflation, le Groupe tend à privilégier dans les contrats de vente d'électricité qu'il conclut, une indexation, au moins partielle des prix de vente sur l'inflation. Ainsi à fin 2023, 71 % des contrats de vente d'électricité du Groupe étaient partiellement ou totalement indexés sur l'inflation.

Impact net du risque : Elevé.

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 réseaux électriques permettant un transport d'électricité limité, 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. Cela peut conduire à un retard important dans la mise en production des projets (comme cela a été le cas au Mexique et en Australie, par exemple) et à une perte de revenu difficilement recouvrable auprès du constructeur du projet (EPC) ou au besoin de mettre en œuvre des équipements supplémentaires, à la demande du gestionnaire de réseau.

Par ailleurs, la capacité insuffisante du réseau, du fait de sa congestion, d'une surproduction des installations raccordées ou de variations excessives des prix de marché de l'électricité (en cas de situation de prix négatifs notamment), pourrait porter une atteinte significative aux projets du Groupe et entraîner la réduction de la taille des projets, des retards dans leur réalisation, 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 écrêtage de la génération électrique pour l'approvisionnement du réseau en deçà des capacités des centrales (*grid curtailment*). Dans l'État de South Australia ou encore dans l'État de 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*): 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 impactent 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 2022 et 2023 sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

(En dollars australiens)	31.12.2023	31.12.2022
Revenus <i>FCAS</i>	31 860 194	47 151 239
Contributions <i>FCAS</i>	(3 774 548)	(5 866 549)
SOLDE	28 085 646	41 284 690

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 des revenus équivalents reçus 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.

Dispositif de maîtrise

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, revus par ses propres équipes d'*energy management*, et considérés comme probables à la date du *closing* financier. Il travaille par ailleurs continuellement à une amélioration de sa capacité de prévision de production opérationnelle communiquée aux gestionnaires de réseau.

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 d'opération.

En Australie, le Groupe a par ailleurs développé la capacité de certains actifs (fermes éoliennes en particulier) à participer au marché de la régulation en devenant fournisseur de services de contrôle de fréquence (FCAS).

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'écrêtement.

Impact net du risque : Moyen.

Risque de prix sur les marchés de gros de l'électricité

En 2023, les revenus de marché se sont élevés à 119,4 millions d'euros, soit 23 % du chiffre d'affaires total du Groupe. En excluant le chiffre d'affaires associé aux installations de stockage dédiées, ces revenus de marché ont représenté en 2023, 17 % du chiffre d'affaires total du Groupe. La politique actuelle du Groupe est toujours de maintenir une exposition au prix de marché en-dessous du seuil de 20 % de sa capacité installée³, hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux. Ce seuil exclut les actifs vendant leur production sur les marchés *spot* préalablement à l'entrée en vigueur de leur *PPA* (phase dite d'*early generation*). Ainsi, à fin 2023, 22 %⁴ de la capacité installée³ du Groupe, hors installations de stockage dédiées, était exposée aux prix de marché.

Ainsi, 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 au pic de l'épidémie de COVID-19, affectant 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. A l'inverse, une hausse très importante des prix de marché a été observée en Europe, et dans une moindre mesure en Australie, en 2022 et au premier trimestre de l'année 2023, sous l'effet d'une augmentation générale du prix des commodités, et notamment

du gaz au niveau mondial, et, pour l'Europe spécifiquement, des conséquences du conflit russo-ukrainien sur les conditions d'approvisionnement en énergie. Cette hausse a bénéficié aux centrales dont la production n'avait pas été intégralement vendue dans le cadre de *PPA* de longue durée. Dans le cas spécifique des centrales ayant une exposition aux prix de marché en Europe, cet impact positif a été limité par les dispositifs réglementaires mis en place par certains États, visant à imposer, conformément aux recommandations de l'Union Européenne, un cap aux prix de marché de l'électricité captés par les actifs de production d'électricité opérant à coûts majoritairement fixes, dont les actifs renouvelables. A compter du deuxième trimestre 2023, les prix de gros de l'électricité ont décliné pour revenir à des niveaux un peu supérieurs à leurs moyennes historiques.

De manière générale, une baisse sensible et prolongée des prix de marchés par rapport à leur niveau actuel, pourrait avoir un impact significatif, soit en termes de réduction de revenus, soit de compétitivité ou de perspectives de rentabilité de certains projets, soit de capacité du Groupe à financer ses projets en ayant recours à des financements de projets dédiés, assis notamment sur les perspectives long terme des prix de l'électricité.

Les prix de gros de l'électricité, qui présentent actuellement une forte volatilité, sont très spécifiques à un marché donné et dépendent de nombreux facteurs, tels que :

- le niveau de la demande ;
- le prix des combustibles fossiles ;
- l'heure, la disponibilité et le coût de production de la capacité disponible pour répondre à la demande ; et
- 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 « risques légaux et réglementaires » du présent document).

Compte tenu de l'intermittence des ressources solaires et éoliennes (et en l'absence d'installations de stockage d'énergie suffisantes), le Groupe peut rencontrer des difficultés à capitaliser sur les périodes pendant lesquelles la demande est la plus élevée sur les marchés de gros. Par ailleurs, sur les marchés disposant d'une capacité de production renouvelable, l'augmentation de la production pendant les périodes de forte ressource peut entraîner une baisse des prix

³ Actifs en opération ou en construction.

⁴ Ce pourcentage tient compte du lancement en fin d'année 2023 de la construction de la centrale solaire de Culcairn en Australie (440 MW) dont la production a vocation à être pour partie contractée dans le cadre de *PPAs* de moyen à long terme préalablement à son entrée en opération. En excluant cette centrale en construction, ce pourcentage s'élève à 16 %.

du marché, voire rendre les prix négatifs par moment, comme cela a été observé, dans certains états Australiens ou en Europe. Cette corrélation entre des prix bas et le profil de production renouvelable a tendance, de manière générale, à s'accroître au fur et à mesure que la pénétration des énergies renouvelables augmente.

Ces périodes de prix négatifs sont susceptibles d'affecter aussi la production d'électricité vendue dans le cadre de contrats de type *PPAs*. En effet, certains des contrats du Groupe prévoient que l'électricité produite pendant des épisodes de prix négatifs soit valorisée à des niveaux moindres que le prix contracté ou que la centrale soit temporairement mise à l'arrêt jusqu'à ce que cette situation cesse.

Une centrale, qui vend tout ou partie de son électricité sur le marché de gros, aura par ailleurs généralement une source de revenus moins prévisible que les centrales pour lesquelles 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'une centrale exposée aux prix de marché réduit aussi la proportion du financement d'un projet par endettement et est aussi 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 celle observée au pic 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 ou *GOOs* en Europe) qu'il obtient en produisant de l'électricité dans le cadre de ses centrales éoliennes et photovoltaïques. Il vend ensuite ces certificats soit dans le cadre de forfaits groupés avec l'électricité produite 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 2023, les revenus liés à la vente de certificats verts se sont élevés à 90,4 millions d'euros, très majoritairement dans le cadre de vente d'énergies sous contrats, soit 17 % 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.

Dispositif de maîtrise

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 centrales sont en phase de production et exposées 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. Par exemple, le Groupe a signé en 2023 des contrats de couverture pour certaines de ses centrales françaises qui devaient initialement vendre au prix de marché au cours de l'année 2024 ;
- gestion opérationnelle des actifs de production : pour les actifs 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 ;
- contribution active à la régulation en temps réel de la fréquence du réseau grâce à la fourniture de différents types de services de réserve ou de régulation de fréquence aux opérateurs du marché, en Australie par exemple, en particulier à l'aide des installations de stockage, qui offrent des caractéristiques uniques de montée en charge très rapides que les technologies classiques ne sont pas à même d'offrir (centrales à gaz par exemple) ;
- complémentarité des actifs : le risque de marché, peut être aussi géré grâce à d'autres actifs comme les installations de stockage. Celles-ci permettent de tirer avantage de la volatilité des marchés avec une faible exposition aux hausses ou baisses structurelles de prix. Les installations de stockage protègent efficacement les revenus contre les déformations intra journalières des prix, notamment les prix négatifs. Le Groupe a acquis une grande expérience d'opération d'installations de stockage.

Impact net du risque : Moyen.

3.1.2 RISQUES LIÉS À L'ACTIVITÉ ET LA STRATÉGIE 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 contractuelles, 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 relatifs au respect

des règles en matière de santé, sécurité, environnement et responsabilité sociale, le Groupe pourrait subir des atteintes à sa réputation, en plus d'être exposé à des risques de sanctions pénales ou de responsabilité civile significatifs. 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. Au-delà d'une certaine date, les contrats de vente d'électricité peuvent aussi impliquer des pénalités de retard pour le Groupe ou 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 réclamations portant sur des surcoûts de construction, susceptibles de renchérir l'investissement prévu initialement et ainsi d'affecter les hypothèses de rentabilité prévues. Ils peuvent aussi refuser d'acquitter des indemnités visant à compenser les pertes de revenus associées à un retard de démarrage de production d'une centrale (*Liquidated Damages*), dans le cas notamment de situations pouvant relever de la force majeure au sens contractuel. En cas de désaccord quant aux responsabilités inhérentes à la prise en charge de ces surcoûts de construction ou de refus de paiement des pénalités de retard, 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*), d'arbitrage, ou encore des contentieux judiciaires. Ceux-ci sont 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 ou l'impossibilité de recouvrer les indemnités de retard, affectant ainsi potentiellement le montant des investissements en *capex*, le *cash-flow* de l'actif concerné à travers des pertes de revenus non compensées, et en conséquence le retour sur investissement.

Ainsi, en Argentine, les contractants EPC du Groupe sur la centrale Altiplano 200, qui a commencé à produire de l'électricité à l'automne 2021, avaient déposé, fin décembre 2021, une demande d'arbitrage qui a été notifiée au Groupe début 2022 avant d'être suspendue fin 2023 à la suite de la signature d'un accord à l'amiable dans des conditions favorables pour le Groupe. Par ailleurs, en Australie, le contractant EPC sur la centrale de Goyder a soumis deux demandes d'arbitrage concernant les phases 1 et 1B, respectivement en décembre 2023 et janvier 2024. Le Groupe a pris en compte le lancement de ces arbitrages, ainsi que le niveau de risque qui en découle, dans la clôture de ses états financiers pour 2023. Les procédures judiciaires et d'arbitrage sont détaillées dans la section 2.6 « procédures judiciaires et d'arbitrage » du présent document.

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 donc limiter la disponibilité d'un nombre suffisant de prestataires EPC afin d'assurer des soumissions à des appels d'offres, ou des offres dans le cadre de négociations bilatérales, qui soient efficaces, à des prix et conditions conformes aux attentes du Groupe.

Dispositif de maîtrise

Le Groupe contractualise avec des fournisseurs Tier 1, et dans la mesure des possibilités offertes par le marché local ou de sa compétitivité, 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 du Groupe, assistés en fonction des besoins d'experts techniques et d'avocats. Les obligations des contractants en matière de santé, de sécurité, d'environnement et de responsabilité sociale (*Health, Safety, Environment and Social* ou *HSES*), ou encore de conformité, 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. 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 avec ses EPC et leur sélection se fait projet par projet sur des critères stricts de compétitivité (*HSES*, qualité, coûts et délais). Il peut néanmoins être amené à signer des accords-cadres avec certains de ses fournisseurs de composants critiques (modules photovoltaïques ou batteries par exemple). 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 en phase de construction ou celui de performance des centrales en phase d'exploitation, dans des limites négociées contractuellement, lesdites garanties étant généralement portées par des établissements financiers de premier rang. Le Groupe porte une grande attention au renouvellement de ces garanties reçues à échéance.

Par ailleurs, le Groupe porte une attention particulière à ce que les prestataires auxquels il fait appel œuvrent dans le respect des droits humains, et a initié à ce titre une démarche spécifique reposant sur la mise en œuvre de mesures adaptées (voir paragraphe 5.4.2 « s'approvisionner de manière responsable » du présent document).

Impact net du risque : Elevé.

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 et entre 50 % et 70 % pour les projets hors pays de l'OCDE. Pour les projets bénéficiant de contrat de vente d'électricité d'une durée limitée et ayant une forte exposition aux prix de marché, la couverture des coûts par ces financements externes peut descendre à 35 % - 40 %.

Dans certains cas, en nombre limité, le Groupe peut être amené à décider de lancer la construction d'une centrale éolienne ou photovoltaïque ou d'une installation de stockage uniquement sur fonds propres, la mise en place d'un financement pouvant être réalisée ultérieurement, une fois l'installation en opération ou après la mise en place d'un contrat de vente d'électricité à long terme. Certains projets d'installations de stockage dédiées peuvent aussi être mis en œuvre sans financement externe, s'il n'y a pas de possibilité de mettre en place un mécanisme de capacités ou des contrats de fournitures de services réseaux de longue durée. C'est le cas notamment d'Ylikkälä Power Reserve en Finlande. Au 31 décembre 2023, 0,3 GW d'actifs en opération n'étaient ainsi pas adossés à des financements de projets (sur un total de 5 GW d'actifs en opération).

Au 31 décembre 2023, l'encours de dettes bancaires du Groupe s'élevait à 2 921,5 millions d'euros au titre des financements de projets, auxquels s'ajoutaient 73,9 millions d'euros au titre des financements juniors de projets (essentiellement « mezzanines »), liés à des installations de production d'énergie.

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 et les acteurs financiers 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. La progression significative des taux d'intérêts, en cours depuis le début de l'année 2022, et qui s'est accélérée au cours de l'année 2023, par rapport aux niveaux observés historiquement, est par ailleurs susceptible, d'affecter la compétitivité des projets du Groupe actuellement en phase de développement, ou sécurisés mais non encore construits, et donc de rendre difficile leur financement à des conditions permettant leur réalisation conformément aux objectifs de taux de retour sur investissement fixés par le Groupe.

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 la plupart des pays dans lesquels il est présent, le Groupe est souvent tenu de fournir des garanties financières ou des dépôts pour participer aux procédures d'appels d'offres.

Dispositif de maîtrise

Dans ce contexte, le Groupe procède très majoritairement au développement de projets dans les pays de l'OCDE, et en veillant à diversifier son exposition géographique. Afin de contrôler son exposition, la politique actuelle du Groupe est ainsi de viser une répartition de 80 % minimum de la puissance installée dans les pays OCDE, contre 20 % maximum dans les pays hors OCDE. Par ailleurs, avant d'investir significativement dans un projet, le Groupe effectue de manière systématique une analyse préalable du caractère finançable de celui-ci notamment auprès d'établissements de crédit ou de banques de développement.

Le Groupe s'attache par ailleurs à diversifier ses contreparties en matière de financement de ses projets en veillant, pour les différentes géographies sur lesquelles il intervient, d'une part à constituer un pool d'établissements prêteurs réguliers, suffisant pour répondre aux besoins associés au développement de ses projets, et d'autre part, à élargir le spectre des prêteurs potentiels en développant des relations avec des fonds d'infrastructure, des fonds de dettes ou encore des assureurs actifs dans le secteur des énergies renouvelables, comme il a pu le faire en Finlande pour le financement de la centrale éolienne de Mutkalampi.

Enfin, afin de limiter l'exposition de certains de ses projets non encore financés à la variabilité des taux d'intérêts, susceptible de remettre en cause la capacité du Groupe à les financer, voire leur viabilité économique, celui-ci peut être amené à mettre en place des pré-couvertures de taux spécifiques de manière sélective. Celles-ci concernent des projets pour lesquels le Groupe dispose de suffisamment de visibilité quant au calendrier de conclusion d'un contrat de vente long terme d'électricité, ainsi qu'à l'horizon de réalisation des opérations de construction, et à la mise en place du financement de projet définitif.

Impact net du risque : Elevé.

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

Les principaux marchés sur lesquels le Groupe opère actuellement sont l'Australie, la France et la Finlande. Il y a réalisé 80 % de son chiffre d'affaires en 2023 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 dans le reste de l'Europe et des parcs solaires et des installations de stockage en Amérique latine (marché sur lequel le Groupe a réalisé 15 % de son chiffre d'affaires en 2023 mais qui constitue 12 % des MW dans son portefeuille sécurisé au 31 décembre 2023) et en Afrique.

Ses opérations actuelles et prévues dans les pays émergents, en particulier en Amérique latine et, dans une moindre mesure en Afrique, exposent le Groupe à des risques spécifiques.

En effet :

- l'hétérogénéité de ces marchés en matière de développement peut conduire à accroître le risque Santé Sécurité des personnels en phase de construction en particulier (se reporter au paragraphe 5.5.1 « donner la priorité à la sécurité » du présent document), et accroître le risque de défaillance ou d'insuffisance de l'infrastructure des opérateurs de réseau. En particulier, la sécurité des personnels, voire des sous-traitants, pourrait être atteinte dans des contextes géopolitiques fragiles ;
- 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 délai de raccordement au réseau électrique (se reporter au paragraphe 3.1.1 « risques liés au secteur d'activité » du présent document) ;
- 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 ;
- des contextes sécuritaires locaux dégradés peuvent rendre difficile l'accès aux actifs du Groupe, empêcher la réalisation des opérations de construction, ou entraîner des pertes de valeur, comme ce fut le cas au Mozambique, où l'aggravation du risque terroriste a amené le Groupe et ses fournisseurs à suspendre pour une durée indéterminée les opérations de construction, entraînant la constatation d'une dépréciation d'actif à hauteur de (19,9) millions d'euros dans les comptes consolidés 2022. Le Groupe a par ailleurs engagé sa sortie de ce pays en 2023 (se reporter à la section 4.1 – note 1.3 du présent document pour plus d'information) ;
- 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 de dividendes ou les remboursements de comptes courants d'actionnaires à la Société ;
- les difficultés économiques consécutives à l'augmentation rapide de l'inflation et des taux d'intérêts, et leurs conséquences sur la progression 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 (pour une analyse de l'exposition du Groupe au risque de contrepartie, se reporter au paragraphe 3.2.2.4 « gestion des risques financiers » du présent document) ;
- la suppression de certaines mesures mises en œuvre pour encourager les investissements étrangers, notamment les avantages fiscaux, pourrait 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 et de son code de conduite anti-corruption.

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.

Dispositif de maîtrise

Le Groupe a vocation à accroître sa présence à l'international. L'ouverture 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, environnement et responsabilité sociale 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 % au minimum de la puissance installée dans les pays OCDE, contre 20 % au maximum dans les pays hors OCDE.

Risque de corruption

L'intégrité fait partie des valeurs de Neoen qui guident ses relations et actions avec l'ensemble de ses 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.

Le Groupe a formalisé un dispositif destiné à prévenir le risque de corruption dans un code de conduite distinct, publié sur son site internet.

Au cours du 2nd semestre 2022, le Groupe a procédé, avec l'aide d'un conseil externe, à la mise à jour de sa cartographie des risques relatifs à la corruption réalisée en 2018. Cette cartographie mise à jour a été validée, d'abord par le Comité exécutif, puis par le Comité d'audit. Un nouveau plan d'action a été élaboré sur cette base visant à renforcer le dispositif anti-corruption implémenté au sein du Groupe et son déploiement a été lancé en 2023 conformément au calendrier prévu.

Un plan de formation a par ailleurs été déployé sur les sujets d'anti-corruption à la fois en présentiel pour les personnes jugées les plus exposées à ces risques et par voie de formation en ligne pour le reste des équipes. Depuis 2020, plusieurs sessions de formations ont été dispensées, la dernière ayant eu lieu en novembre 2023.

Pour plus de détail relatif à la politique anti-corruption et les actions mises en œuvre, le lecteur est invité à se reporter à la section 5.4.1 « travailler avec intégrité » du présent document.

Impact net du risque : Elevé.

Risque relatif aux projets en phase de développement et aux actifs en 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 2023, le pipeline de projets en développement du Groupe était composé de 358 projets à divers stades de développement (projets *tender-ready* et *advanced development*, hors projets *early stage*⁵), se reporter à la section 2.2 « informations sur les principales données opérationnelles » du présent document.

Les difficultés rencontrées par le Groupe au cours des phases de développement des projets, notamment en matière de sécurisation des permis et autorisations nécessaires, ou encore d'extension ou de renouvellement de la validité de ceux-ci, 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 (se reporter à la section 4.1 – note 12 du présent document 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, la difficulté 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 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 2023, les actifs en construction (*under construction*) du Groupe représentaient 3000 MW⁶.

Dispositif de maîtrise

Le Groupe privilégie une croissance organique par le biais d'une stratégie de *leadership* multi-local. Il s'appuie ainsi sur des équipes locales, véritables catalyseurs du développement de nouveaux projets.

Les investissements consacrés aux nouvelles géographies et aux phases de prospection initiale font l'objet d'un contrôle et d'un suivi stricts.

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.

Impact net du risque : Moyen.

⁵ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 8.6 « glossaire » du présent document.

⁶ Au 31 décembre 2023, les actifs en opération représentaient 4 983 MW (se référer à la section 2.2 « informations sur les principales données opérationnelles » du présent document).

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 notamment de sa capacité à vendre l'électricité produite par les actifs 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 ou de la conclusion de *PPAs* bilatéraux.

Au 31 décembre 2023, 74 % 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) ou de contrats bilatéraux conclus directement avec des contreparties privées, d'une durée supérieure à 5 ans. La capacité résiduelle a, quant à elle, vocation à être vendue sur le marché ou à faire l'objet de couvertures ou de contrats court terme (d'une durée inférieure à 5 ans).

Les 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.

Les contrats bilatéraux (*PPAs* dits « *corporate* ») sont quant à eux le plus souvent conclus à l'issue de processus compétitifs dont les résultats sont principalement fonction du prix proposé et des engagements pris en matière de calendrier de réalisation du projet.

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 et avec des contreparties suffisamment bien notées par les agences de rating en matière de risque de crédit, il ne pourra généralement pas assurer le financement de ces projets ou ne pourra pas obtenir des financements à des conditions avantageuses.

De plus, 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 amené 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.

Dispositif de maîtrise

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 de négociations bilatérales ou d'appels d'offres futurs, mais il ne peut garantir que de nouvelles procédures auront lieu ou qu'il les remportera.

Le Groupe pourrait par ailleurs procéder à la cession de ces projets à des tiers, dans le cadre de la mise en œuvre de ses opérations de *farm-down*⁷ et ce dans une limite annuelle d'un volume de projets et d'actifs 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, ou encore dans le cadre de couvertures de court terme, dans le respect des objectifs fixés en matière d'exposition aux risques de marchés de l'électricité. Le Groupe a en effet pour objectif que la part de sa capacité installée⁸ dont les revenus sont exposés aux prix de marché ne dépasse pas 20 % de sa capacité totale hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux. Ce seuil exclut les actifs vendant leur production sur les marchés *spot* préalablement à l'entrée en vigueur de leurs *PPAs* (phase dite d'*early generation*).

En 2023, hors installations de stockage dédiées, 22 %⁹ de la capacité installée⁸ était exposée à la variabilité des prix de marché, les revenus issus de ventes sur les marchés de l'électricité représentant 17 % de son chiffre d'affaires consolidé hors installations de stockage dédiées.

Impact net du risque : Moyen.

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 mais en croissance 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 2023, 89 % 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 associé, malgré la localisation de ses installations dans différentes zones géographiques et donc la diversification du risque en résultant. Ces risques peuvent s'accroître lorsque l'économie mondiale ou les économies régionales connaissent des périodes de volatilité, comme c'est actuellement le cas en Europe sur les marchés de l'énergie consécutivement au conflit russo-ukrainien, ou de récession économique.

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

Pour une analyse de l'exposition du Groupe au risque de contrepartie, se reporter au paragraphe 3.2.2.4 « gestion des risques financiers » du présent document.

⁷ Cession, totale ou majoritaire, de projets et d'actifs du portefeuille (*farm-down*), dans la limite de 20 % du volume des projets remportés chaque année. Ces opérations de *farm-down* permettent de renforcer la capacité financière du Groupe et donc de contribuer au financement de la construction de nouveaux actifs.

⁸ Actifs en opération ou en construction.

⁹ Ce pourcentage tient compte du lancement en fin d'année 2023 de la construction de la centrale solaire de Culcairn en Australie (440 MW) dont la production a vocation à être pour partie contractée dans le cadre de *PPAs* de moyen à long terme préalablement à son entrée en opération. En excluant cette centrale en construction, ce pourcentage s'élève à 16 %.

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.

Dispositif de maîtrise

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.

Impact net du risque : Moyen.

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 perte de revenus, comme cela a été le cas pendant plusieurs semaines au cours du

deuxième semestre 2022 pour la centrale d'El Llano au Mexique, et une hausse des coûts d'exploitation et d'entretien. S'agissant des pertes de revenus, celles-ci peuvent n'être que partiellement couvertes par les mécanismes de garantie de mise en service, de disponibilité et de performance prévus dans les contrats conclus avec les contreparties EPC et O&M du Groupe, ou par les assurances mises en place au niveau des sociétés de projet. S'agissant des coûts d'exploitation et d'entretien, ceux-ci 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. De plus, les équipements et composants essentiels peuvent ne pas toujours être immédiatement disponibles en cas de besoin, notamment quand leur production n'est plus assurée par le constructeur d'origine, ce qui est susceptible d'entraîner des temps d'arrêts non négligeables et de retarder la reprise de l'exploitation de l'installation, impliquant un manque à gagner qui pourrait ne pas être intégralement compensé par les pénalités prévues 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. Dans des cas extrêmes, les interruptions imprévues des unités de production d'électricité du Groupe 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.

Dispositif de maîtrise

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, couvertes par des garanties et sanctionnées par des pénalités en cas de sous-performance, que le Groupe applique systématiquement dès lors que le contrat l'y autorise.

Par ailleurs, le Groupe veille à mettre en place les couvertures d'assurance exploitation appropriées couvrant notamment les pertes de recettes associées aux dommages matériels accidentels. Pour plus de détail relatif aux assurances spécifiques aux sociétés de projets, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 3.2.1.2 « assurances spécifiques aux sociétés de projets » du présent document. En cas de survenance de tout sinistre couvert par une assurance, le Groupe exerce ses droits dans l'objectif de minimiser l'impact du sinistre concerné. Ce fut notamment le cas s'agissant de la défaillance d'un transformateur de la centrale d'El Llano au Mexique survenu au cours du deuxième semestre 2022.

Impact net du risque : Faible.

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 a recours à un effet de levier important lui permettant de limiter son apport en fonds propres. Au 31 décembre 2023, le ratio de levier du Groupe, défini comme le rapport entre sa dette nette et son EBITDA ajusté (calculé sur la période des 12 derniers mois) était de 5,6x (se reporter au paragraphe 2.1.5 « ratio de levier » du présent document). Les objectifs à moyen terme du Groupe, y compris son objectif de ratio dette nette/EBITDA ajusté compris entre 8 et 10 à horizon 2025, supposent un ratio de levier financier supérieur à 70 %¹⁰ du capital investi en tenant 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 « gestion des risques financiers » du présent document. 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 poursuite de la hausse des taux d'intérêts en cours actuellement, ou un maintien durable des taux d'intérêts à des niveaux élevés, ou encore 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 une centrale ou d'une diminution des prix de gros de l'électricité sur le marché. Ceci nécessiterait un recours plus important à ses actionnaires pour répondre aux besoins en capitaux propres du Groupe.

À l'occasion de son *Capital Markets Day* du 1^{er} mars 2023, le Groupe a indiqué que le financement de son plan d'investissement pour la période 2021-2025 nécessitait des apports en fonds propres estimés à un montant maximum de 1,35 milliard d'euros, dont 750,4 millions d'euros ont été levés dans le cadre d'une augmentation de capital réalisée en mars 2023, faisant suite à une première augmentation de capital réalisée le 9 avril 2021 à hauteur de 599,0 millions d'euros. Cet apport en fonds propres s'est inscrit dans le cadre d'une extension de son plan à des investissements dans des installations de stockage dédiées ayant une durée d'autonomie plus importante par rapport à ses hypothèses initiales (en moyenne 2h contre 1 à 1,5h précédemment), et donc un coût d'investissement supérieur. Le niveau de levier de ces installations de stockage dédiées, lorsqu'elles sont finançables par endettement externe, est en effet très nettement inférieur à la moyenne des autres actifs du Groupe, eux-mêmes financés au moyen de financements de projets dédiés.

Au-delà de cette évolution récente à caractère spécifique, une diminution du niveau de levier en deçà des hypothèses retenues par le Groupe ou une exigence plus élevée d'apport en fonds propres au niveau des sociétés de projet sont susceptibles d'affecter à l'avenir à la hausse ce besoin d'apports en fonds propres, d'ici à l'horizon d'exécution de son plan d'investissement 2021-2025.

Le Groupe serait dès lors exposé à un risque de marché, sa capacité à lever des fonds propres additionnels auprès de ses actionnaires étant dépendante de la situation générale des marchés de capitaux d'une part, et de l'appétit des investisseurs à financer la croissance de Neoen à travers des augmentations de capital, d'autre part.

Au 31 décembre 2023, l'endettement financier consolidé du Groupe atteignait 3 804,1 millions d'euros, dont 2 921,5 millions d'euros de dettes de financement de projets contractées par les sociétés de projets ou par des holdings intermédiaires, 73,9 millions d'euros de financements juniors de projets et 424,0 millions d'euros¹¹ de financements *corporate* contractés par la Société. Les 384,6 millions d'euros restants correspondent (après application de la norme IFRS 16) à des dettes locatives (314,7 millions d'euros), aux avances en comptes courants octroyées aux sociétés de projets ou holdings de sociétés de projets par des actionnaires minoritaires (54,9 millions d'euros) et aux instruments financiers dérivés de taux passifs (15,0 millions d'euros). Pour une description de l'endettement du Groupe, se référer au paragraphe 2.5.4 « passage de l'endettement financier consolidé à la dette nette » du présent document.

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).

Pour plus d'informations relatives au non-respect des *covenants* de certains financements de projet, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe ci-dessous « risque lié aux clauses spécifiques des contrats de financement (*covenants*) ».

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 initialement mis en place en mars 2020 et refinancé en février 2024, 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 leurs créances à partir des revenus produits par les installations, avant que le Groupe ne soit autorisé à recevoir une quelconque distribution provenant de l'installation concernée.

¹⁰ Au 31 décembre 2023, ce ratio de levier s'élevait à 65 % du fait de décalages dans la mise en place de certains financements de projets, notamment en Australie, et dans l'attente du refinancement du crédit syndiqué intervenu en février 2024. Se reporter à la section 4.1 – notes 20.2 et 22.5 du présent document.

¹¹ Ce montant correspond à la composante dette, nette de frais, des émissions d'obligations convertibles « OCEANes Vertes », considérées comme des instruments composés selon les normes IFRS. Leur montant nominal s'élève à 470 millions d'euros. Le lecteur est invité à se reporter à la section 4.1 – note 18 du présent document pour plus d'informations.

Lorsqu'il existe un endettement pour une société de projet donnée, 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.

Dispositif de maîtrise

L'endettement de chaque société de projet du Groupe 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.

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.

Dans le cadre de financements de type portefeuilles impliquant plusieurs actifs, l'endettement est remboursable uniquement à partir des revenus générés par les sociétés de projets concernées, des garanties croisées entre actifs pouvant dans ce cas être mises en place, au bénéfice des prêteurs, mais ce toujours sans recours ou à recours limité sur la Société et les autres entités situées hors du périmètre du financement spécifique.

Les quelques 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, refinancé en février 2024^{12,13}, et objet du respect de *covenants* spécifiques¹⁴, qui demeurent non tiré au 31 décembre 2023, 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.

Impact net du risque : Elevé.

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. Bien que le Groupe s'efforce de négocier ses financements selon des modalités uniformes pour tous ses projets, les conditions de certains contrats de financement sont susceptibles de varier ou de prévoir des clauses ou des engagements spécifiques qui peuvent s'avérer difficiles à respecter ou à gérer dans l'exercice courant de ses activités.

Chaque contrat de financement contient des *covenants* financiers et des *covenants* non-financiers à la charge de la société de projet. En particulier, les contrats de financement contiennent en général un ratio minimum de couverture du service de la dette par des liquidités disponibles (minimum *debt service coverage ratio* ou DSCR minimum) défini dans le contrat de financement (en général de 1,05x à 1,10x selon le contrat). Le contrat de financement type impose également des conditions aux distributions de fonds au profit des actionnaires ou aux remboursements d'avances en compte courant, dont notamment le respect d'un DSCR *lock-up* qui est en général fixé à un niveau plus élevé que le DSCR minimum (en général de 1,10x à 1,15x selon le contrat, voire plus élevé pour des projets situés dans des pays non membres de l'OCDE ou avec une 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 2023, un actif du Groupe au Mexique ne respectait pas, suite notamment à des difficultés opérationnelles, son ratio minimum de couverture du service de la dette (*Debt Service Coverage Ratio* ou DSCR). En conséquence, le Groupe a maintenu l'accélération dans ses comptes de la dette financière afférente, présentée en endettement financier courant (120,4 millions de dollars américains, soit 110,1 millions d'euros).

Les autres sociétés financées par des dettes projets, ainsi que Neoen S.A., dans le cadre de son crédit syndiqué, respectaient en revanche leurs *covenants* de ratios financiers de *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR) minimum, ou de fonds propres minimum.

Pour plus de détail, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.5.5 « *covenants* financiers » et à la section 4.1 – note 1.3 « non-respect de *covenants* de financements de projets » du présent document.

Les obligations convertibles vertes émises par la Société en 2020 pour un montant nominal d'environ 170 millions d'euros et en 2022 pour un montant nominal de 300 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 conformes à la pratique de marché pour ce type de financements.

¹² Le montant nominal du crédit syndiqué s'élève à 500 millions d'euros, comprenant un emprunt à terme de 300 millions d'euros et une facilité de crédit *revolving* d'un montant nominal de 200 millions d'euros.

¹³ Ce crédit syndiqué est à échéance 2029.

¹⁴ Les *covenants* sont détaillés au paragraphe 3.1.3 « risque lié aux clauses spécifiques des contrats de financement (*covenants*) » du présent document.

Le crédit syndiqué mis en place par la Société en mars 2020 a été refinancé au cours du mois de février 2024 pour le porter d'un montant nominal de 250 millions d'euros à 500 millions d'euros à échéance 2029, comprenant un emprunt à terme de 300 millions d'euros et une facilité de crédit *revolving* d'un montant de 200 millions d'euros. Le crédit syndiqué initial qui demeurait non tiré au 31 décembre 2023, était soumis à deux *covenants* financiers spécifiques, qui ont été maintenus dans le cadre de son refinancement. Ceux-ci portent 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. Ce crédit syndiqué refinancé est par ailleurs soumis au respect d'un certain nombre d'engagements (et notamment *negative pledge*, changement de contrôle) et de cas de défaut conformes à la pratique de marché pour ce type de financements.

Dispositif de maîtrise

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*.

Le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.5.5 « restrictions éventuelles à l'utilisation de capitaux » du présent document et au paragraphe ci-dessus.

Impact net du risque : Moyen.

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 2023, les impôts différés actifs nets des impôts différés passifs s'élevaient à - 148,1 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 + 196,7 millions d'euros (se reporter à la section 4.1 – note 11.2 du présent document).

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

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

du Groupe. En 2023, 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 0,2 % sur le taux d'impôt effectif du Groupe, tel que détaillé au paragraphe 2.4.2.3 « analyse des autres postes du compte de résultat consolidé » du présent document.

Dispositif de maîtrise

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* des 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.

Impact net du risque : Moyen.

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, principalement 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, particulièrement 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, essentiellement 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 la situation financière et les résultats du Groupe.

Dispositif de maîtrise

Le Groupe met en œuvre 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.

Impact net du risque : Moyen.

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, de même que les centrales solaires situées en Argentine et enfin, la centrale solaire située au Canada, dont les comptes sont établis en dollars canadiens. Les centrales solaires argentines ayant pour monnaie fonctionnelle le dollar américain sont exposées au risque de change portant sur le peso argentin, principalement dans le cadre de la récupération de crédits de TVA, ainsi que du fait des mesures de contrôle des changes appliquées actuellement par le gouvernement argentin, qui réduisent la capacité du Groupe à convertir des pesos en dollars américains.

En ce qui concerne le risque dit « de transaction », c'est-à-dire le risque de non-alignement entre les devises dans lesquelles les revenus et les coûts du Groupe sont respectivement générés et encourus, le Groupe minimise son exposition en alignant l'endettement des projets, les dépenses d'investissements engagées pour financer ces projets et les revenus générés sur une même devise forte et fiable (à la date du présent document, exclusivement le dollar australien, l'euro, le dollar américain et le dollar canadien). 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, comme c'est le cas notamment en Argentine, au Mexique, ou encore en Jamaïque, 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 dans ce cadre confronté à un risque de convertibilité.

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 et dollars canadiens principalement mais aussi, dans une moindre mesure, peso mexicain, peso argentin, metical mozambicain, kwacha zambien, etc.).

Dispositif de maîtrise

Ce risque constitue un risque spécifique pour le Groupe au sens de l'article 16 du Règlement (UE) 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil.

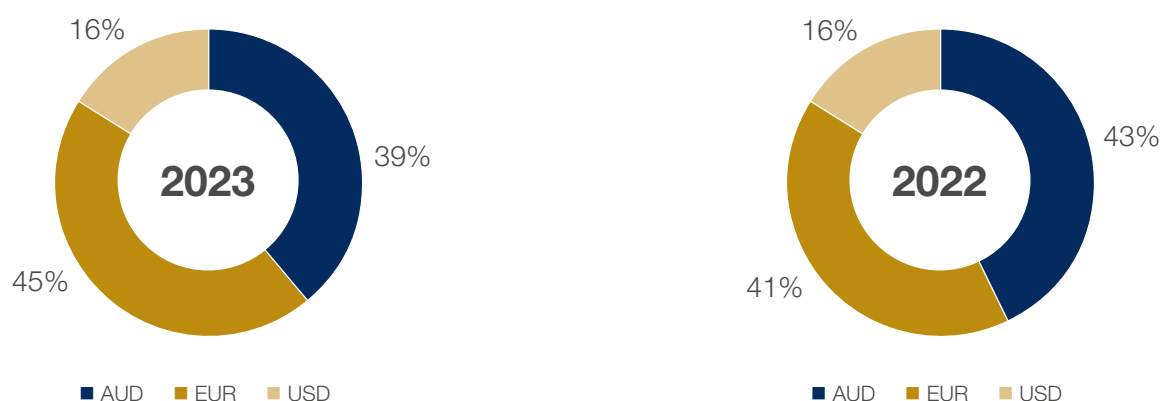
Afin de se couvrir contre le risque de baisse de l'euro par rapport au dollar australien, au dollar américain, et au dollar canadien, et dans la mesure où la probabilité de réalisation du projet est suffisamment élevée, le Groupe peut être amené à conclure des contrats à terme sur devises par lesquels il achète des dollars australiens, des dollars américains ou des dollars canadiens 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 si et lorsque le Groupe dispose d'une bonne visibilité sur les dépenses d'investissement et le ratio dette/fonds propres relatifs au projet, par exemple juste après la signature d'un contrat EPC.

Enfin, dans certains cas exceptionnels, un actif 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 procède aux 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 2022 et 31 décembre 2023 (hors dettes locatives et investissements minoritaires) :

(En millions d'euros)	31.12.2023	31.12.2022
Dettes libellées en euros	1 690,6	1 563,3
Dettes libellées en dollars australiens (converties en euros)	1 258,3	1 112,4
Dettes libellées en dollars américains (converties en euros)	466,1	529,1
Dettes libellées en dollars canadiens (converties en euros)	19,4	-
Dettes libellées en autres devises (converties en euros)	-	-
TOTAL DETTES FINANCIERES	3 434,4	3 204,8

La répartition du chiffre d'affaires par devise entre l'année 2022 et l'année 2023 se présente comme suit :



Impact net du risque : Moyen.

3.1.4 RISQUES LÉGAUX ET RÉGLEMENTAIRES

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, sujettes aux politiques publiques incitatives des pays dans lesquels le Groupe opère visant notamment à favoriser la production et la vente d'énergies renouvelables. 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 ailleurs, l'organisation de procédures publiques d'appels d'offres, qui constituent une partie toujours notable des débouchés du Groupe pour l'électricité qu'il produit, en dépit de la montée en puissance progressive des contrats de vente d'électricité (PPAs) 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.

En outre, le 23 mars 2021, le Congrès mexicain a également adopté un amendement à l'*Electricity Industry Act*¹⁵ (la « LIE Amendée »). Cet amendement affecte les producteurs d'électricité indépendants car il octroie des prérogatives exclusives à la Commission Fédérale d'Électricité (*Comisión Federal de Electricidad*, ou « CFE »), l'entreprise publique d'électricité du Mexique, et modifie les règles de priorité d'injection au bénéfice de la CFE. La LIE Amendée impacte par ailleurs les producteurs d'électricité dans la mesure où elle restreint le libre accès aux réseaux de transport et de distribution et libère la filiale de distribution réglementée de la CFE de son obligation d'acheter de l'électricité à travers des appels d'offres publics réglementés. Par conséquent, la CFE est en mesure d'acheter de l'électricité auprès de ses filiales et d'en répercuter le coût par le biais des tarifs offerts aux consommateurs réglementés. Plusieurs producteurs indépendants ont présenté des recours pour contester la constitutionnalité de la LIE Amendée auprès des tribunaux mexicains. Le 31 janvier 2024, la cour suprême de justice mexicaine a voté un projet de décision confirmant une décision de première instance ayant déclaré inconstitutionnelles l'essentiel des dispositions litigieuses de la LIE Amendée. Ce projet voté confirme aussi les effets généraux de la décision de première instance, ce qui laisserait en pratique l'essentiel des dispositions litigieuses de la LIE Amendée sans effet et bénéficierait ainsi à tous les producteurs indépendants.

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). 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.

Enfin, dans ce cadre, le Groupe pourrait être exposé à des risques liés à différentes procédures judiciaires, administratives ou provenant d'autorités de régulation.

Dispositif de maîtrise

S'agissant de la 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 ont pris conscience du problème posé par le réchauffement climatique, notamment sous l'effet de la pression qu'organisent les populations sur leurs gouvernements (marches pour le climat...), et du rôle nécessaire à cet égard des énergies renouvelables ;
- la crise énergétique qui a affecté l'Europe à la suite du déclenchement du conflit russo-ukrainien, et de manière générale l'augmentation substantielle des prix de l'électricité au cours de l'hiver 2022-2023 par rapport à leurs niveaux historiques,

ont incité de nombreux gouvernements à mettre en œuvre des dispositifs visant à accélérer le déploiement des énergies renouvelables ;

- 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, tout particulièrement dans le contexte actuel de prix de l'électricité élevés sur les marchés de gros observés en Europe et dans une moindre mesure en Australie.

Par ailleurs, le Groupe s'efforce de défendre ses intérêts devant les tribunaux.

Ainsi, s'agissant de la LIE Amendée, les 12 mars et 20 avril 2021, ENR AGS, S.A. de C.V. (« ENR AGS ») et ENR NL, S.A. de C.V. (« ENR NL »), filiales de la Société, ont chacune déposé des recours auprès des tribunaux mexicains pour contester la constitutionnalité de la LIE Amendée (*amparos*). Les 22 mars et 29 avril 2021, les tribunaux locaux saisis ont délivré à ENR AGS et ENR NL des ordres judiciaires suspendant les effets de la LIE Amendée jusqu'à la décision finale du tribunal au fond (les « Ordres de suspension »). S'agissant d'ENR NL, cette décision est toujours en attente. En revanche, une décision favorable de première instance a été rendue le 17 février 2023 dans le cadre du recours présenté par ENR AGS, confirmant la suspension des effets de la LIE Amendée. La décision favorable de première instance concernant ENR AGS a fait l'objet d'un appel par les autorités locales devant la cour collégiale. Cet appel en seconde instance suit son cours et une décision est à ce jour toujours en attente. Malgré le cours de ces affaires, il est important de noter que les effets généraux de la suspension des effets de la LIE Amendée portés par le projet voté par la cour suprême mexicaine le 31 janvier 2024 devrait bénéficier à la fois à ENR AGS et ENR NL.

Par ailleurs, 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.

Enfin, le Groupe attache une importance forte au fait de devenir un *leader* local afin de mieux comprendre et anticiper les changements possibles des réglementations locales.

Impact net du risque : Moyen.

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 la réglementation en vigueur et délivrés par les autorités nationales ou locales. Selon les pays, ces permis,

¹⁵ L'*Electricity Industry Act* est une loi qui fournit un cadre permettant de réguler l'industrie de l'électricité.

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 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 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.

Ainsi, au Mexique, le Groupe a engagé la construction au cours de l'année 2020 des ouvrages de haute tension relatifs au projet solaire de Puebla, d'une puissance de 380 MWc, afin de respecter le calendrier de validité initial du permis de génération (décembre 2022), ainsi que ceux des études et du contrat d'interconnexion dont il était bénéficiaire. Ces ouvrages sont aujourd'hui finalisés, et le Groupe attend toujours la confirmation par l'opérateur de réseau (CENACE) de la validité des études d'interconnexion afin de pouvoir lancer la construction du parc solaire attendant.

En attendant la réponse du CENACE, et dans un souci de cohérence, le Groupe a sollicité auprès de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) une demande d'extension de son permis de génération à cette même date (décembre 2026).

Le contrat d'interconnexion, dont les études d'interconnexion sont une annexe, ne pourra être amendé avec la CFE qu'une fois l'accord de la CRE obtenu et les études d'interconnexion validées par le CENACE. Les ouvrages d'interconnexion et le parc solaire attendants, dont le Groupe envisage toujours la réalisation prochaine, ne pourront être finalisés qu'à ces conditions.

Dispositif de maîtrise

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. Certains permis non critiques ne peuvent toutefois être obtenus qu'après que l'EPC a effectué les études détaillées. De plus, des délais administratifs peuvent parfois retarder l'émission d'un permis qui a été dûment validé par l'administration. Le Groupe peut donc être amené à décider, dans certains cas en nombre très limité et après analyse juridique, technique et réglementaire préalable, de notifier aux EPC le lancement de la construction d'un actif sans avoir formellement obtenu tous les permis, étant entendu que les travaux ne seront exécutés que quand ces permis auront été obtenus.

Le Groupe se fait accompagner par des consultants 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.

Impact net du risque : Moyen.

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 de la part d'EDF.

De 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 a participé au programme *RenovAr* qui prévoyait des procédures d'appels d'offres à l'issue desquelles les lauréats du programme, dont le Groupe fait partie, se voyaient proposer des contrats d'achat d'électricité leur offrant 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, le Groupe peut être amené à vendre l'électricité produite par ses centrales sur les marchés de gros, pour la fraction excédant la capacité bénéficiant de tarifs d'achats obligatoire, de compléments de rémunération, ou de contrats bilatéraux (*PPA* dits « *corporate* »). Dans ce cas, le Groupe est exposé au risque d'intervention directe des gouvernements ou

autorités publiques sur les marchés de gros ou d'intervention indirecte sous la forme de taxations exceptionnelles. Ainsi, l'Union Européenne a annoncé au cours du deuxième semestre 2022, la mise en place d'un plafonnement des prix à hauteur d'un niveau maximal de 180€/MWh pour l'électricité vendue sur les marchés de gros par les installations de production d'énergie renouvelable. Si les modalités pratiques, le périmètre d'application, et la durée de cette mesure ont été déclinés de manière distincte parmi les différents pays membres, certains ayant fixé ce plafonnement à un niveau nettement inférieur aux recommandations de l'Union Européenne et pour une durée supérieure, couvrant parfois jusqu'à l'année 2024, ce type de mesure est susceptible de limiter la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs de TRI cibles, dès lors que ce plafonnement s'avérerait plus important que les hypothèses retenues par le Groupe dans ses plans d'investissement. Les volumes d'électricité vendus sur le marché le sont en effet en règle générale à des niveaux de prix supérieurs aux tarifs de rachat, aux compléments de rémunération, et aux prix des contrats bilatéraux, constituant à ce titre un levier d'amélioration des TRIs des projets.

Enfin, si le Groupe ne parvient pas à maîtriser ses coûts, notamment de construction, pour s'adapter à l'évolution du niveau 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.

Dispositif de maîtrise

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, notamment dans le contexte actuel de prix de l'électricité supérieurs à leurs moyennes historiques, tout particulièrement en Europe, 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.

S'agissant des hypothèses de prix retenues pour les volumes d'électricité vendus sur les marchés, le Groupe s'appuie sur une combinaison de modèles internes et de projections établies par des experts de marché, en retenant les courbes centrales, dont le niveau n'est, en tendance, pas nettement supérieur aux prix observés actuellement sur les marchés de l'électricité. Ceci rend faible le risque qu'une intervention publique affecte significativement les niveaux de prix captés par les actifs du Groupe exposés aux prix de gros, par rapport aux hypothèses retenues dans les *business plans* d'investissement.

Enfin, la forte diversification géographique du Groupe le rend moins exposé à une remise en cause des prix et tarifs d'achat réglementés dans une géographie spécifique.

Impact net du risque : Moyen.

3.1.5 RISQUES ENVIRONNEMENTAUX, SOCIAUX ET DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Risque lié à l'infrastructure informatique

L'activité du Groupe repose sur l'opération efficace, sécurisée et ininterrompue de son système d'information, qui comprend des systèmes informatiques complexes et sophistiqués dont la composante critique de l'infrastructure, des systèmes de télécommunication, des systèmes de contrôle, de comptabilité et de *reporting*, et des systèmes d'acquisition et de traitement des données opérationnelles comme tertiaires. Le Groupe peut faire face à des défaillances informatiques et des 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 cyberattaques, dont le nombre, la complexité et le niveau de sophistication se sont accrus de manière substantielle au cours des deux dernières années, 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, sous l'effet notamment de cyberattaques, comme les rançongiciels, 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 nécessiter 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 pourrait entraîner une perte de chiffre d'affaires, le non-respect des obligations contractuelles, réglementaires ou fiscales et donner lieu à des amendes et sanctions.

Dispositif de maîtrise

Afin de sécuriser son infrastructure informatique, et tout particulièrement de préserver l'intégrité de ses systèmes d'information les plus critiques et de ses données sensibles, dans un contexte de fort développement, le Groupe a conclu plusieurs contrats auprès de prestataires externes qualifiés visant à assurer l'intégrité, la performance, la continuité de service 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 dispose d'une fonction informatique en interne dirigée par un Directeur des Systèmes d'Information. Celui-ci veille notamment, dans le cadre d'un plan à moyen terme en cours de déploiement, au renforcement des investissements humains et matériels du Groupe en matière de cybersécurité, de suivi et de sécurisation des outils de mesure de la performance des actifs de production, et de développements informatiques portant sur certaines fonctions clefs du Groupe (exploitation, financement et ressources humaines notamment). En 2023, le Groupe a ainsi poursuivi la refonte de son infrastructure informatique, reposant sur le recours à des solutions de type multicloud hybride devant

assurer une plus forte résilience vis-à-vis des attaques les plus critiques, comme celles par *ransomware*¹⁶.

Le canal majoritaire des cyberattaques étant désormais le vecteur humain, le Groupe a poursuivi, au cours de l'année 2023, les efforts de sensibilisation de ses salariés en matière de risque cyber à travers la mise en œuvre d'un parcours de formation dédié, et la réalisation de campagnes de test d'hameçonnage (phishing).

Cette sensibilisation s'est accompagnée de la mise en place progressive de systèmes et processus de détection et réponses à incidents, et ce dans une logique d'amélioration continue. Pour la détection, le Groupe a recours à des solutions éprouvées (*Security Operating Center/Security Information and Event Management*) permettant une surveillance permanente, pro-active et automatisée des éventuelles attaques « cyber » contre les composantes du système d'information. Pour la réponse à incident, afin qu'elle soit appropriée et rapide, le Groupe a recours à des prestations auprès de sociétés qualifiées et expertes en cybersécurité.

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 historiquement spécifiquement créée et déployée auprès de l'ensemble des collaborateurs de la fonction Finance du Groupe.

De plus, depuis l'année 2020, le Groupe fait régulièrement réaliser des audits externes de son exposition aux risques de cybersécurité, qui ont 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 dédiées 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).

Depuis l'année 2022, des formations en ligne couvrant l'ensemble du spectre des risques de cybersécurité, et notamment la maîtrise, par les collaborateurs, de leur empreinte numérique, source principale d'informations utilisée par les assaillants pour perpétrer des attaques, sont déployées auprès de l'ensemble des collaborateurs. Leur contenu s'adapte au degré de connaissance et au niveau de maîtrise respectif de ceux-ci. Leur réalisation effective est monitorée par la DSI du Groupe avec le soutien des managers d'équipes.

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.

Impact net du risque : Elevé.

Risque lié à la capacité de rétention des collaborateurs clés 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 collaborateurs clés et des 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 du Groupe, possédant l'expertise nécessaire pour permettre à ce dernier de compléter avec précision et en temps opportun les différentes étapes de développement de projet. Il existe une concurrence importante et croissante dans l'industrie des énergies renouvelables pour attirer du personnel qualifié possédant l'expertise nécessaire, et le Groupe ne peut garantir qu'il sera en mesure d'embaucher un nombre suffisant de tels talents 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.

¹⁶ Un *ransomware* ou rançongiciel est un logiciel malveillant qui bloque l'accès à l'ordinateur ou à des fichiers en les chiffrant et qui réclame à la victime le paiement d'une rançon pour en obtenir de nouveau l'accès.

Ainsi, dans un contexte de tension générale sur le marché de l'emploi dans les principaux pays où opère le Groupe, particulièrement exacerbée pour les compétences clefs mobilisées tout au long de la chaîne de valeur des activités renouvelables, le Groupe a observé deux phénomènes notables au cours des années 2022 et 2023. D'une part, une multiplication des sollicitations adressées par des concurrents ou des acteurs émergents, à des employés clefs du Groupe, et de manière plus générale à des fonctions indispensables à la réalisation de ses projets (développement, construction, et financement notamment). D'autre part, une inflation, sur le marché du travail, des rémunérations proposées aux profils qualifiés recherchés par le Groupe, rendant plus complexes les processus de recrutement sur des fonctions centrales pour la poursuite de sa croissance.

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.

Dispositif de maîtrise

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 implantations du Groupe.

Le Groupe procède chaque année à une revue de ses effectifs et identifie à cette occasion des fonctions et collaborateurs 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 gratuite d'actions de performance à ses collaborateurs clés, tels que décrits aux chapitres 4, 6 et 7 du présent document.

Enfin, un plan d'intéressement a été mis en place en France en 2019, et un dispositif d'actionnariat salarié au bénéfice des salariés français du Groupe chaque année depuis 2020. Ce dernier permet à chaque bénéficiaire l'acquisition d'actions nouvelles à prix préférentiel accompagné pour chaque action souscrite d'un abondement d'une action gratuite (se référer aux chapitres 4, 6 et 7 du présent document).

Impact net du risque : Elevé.

Risque lié à l'acceptabilité 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 et de stockage développés ou opérés par le Groupe peuvent faire l'objet d'une faible acceptabilité, et/ou d'une opposition de la part des populations locales et d'associations, 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 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 aussi survenir, de manière moins systématique, 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.

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 est un obstacle supplémentaire dans l'obtention de permis de construire. Une moindre acceptabilité 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.

Dispositif de maîtrise

De manière générale, le Groupe privilégie l'information et la consultation des communautés locales et s'engage également à éviter, réduire et compenser les impacts d'un projet, par des analyses environnementales détaillées. Ces analyses et concertations associées à la mise en place de mesures compensatoires permettent de limiter l'impact d'un projet, ou l'opposition locale.

C'est la raison pour laquelle, le Groupe a établi un cadre en matière de développement durable, résumé dans son *Sustainability Framework*¹⁷ dans lequel il s'est engagé à :

- faire réaliser des études d'impact environnemental par des écologues spécialisés pour 100 % de ses projets en développement (avancé ou *advanced development*)¹⁸ et à compenser, le cas échéant, les impacts environnementaux inévitables, conformément aux exigences locales. Le Groupe s'est également engagé, pour chaque projet qui sera construit, à adopter une initiative de biodiversité allant au-delà des exigences de la réglementation locale ;
- consulter les communautés locales et à partager de l'information, y compris lorsque cela ne relève pas d'une obligation légale ;
- développer un *Community Engagement Plan*¹⁹ pour 100 % de ses nouveaux projets dont la capacité est supérieure à 50 MW ;
- maximiser son impact pour l'économie locale, en interagissant avec les entreprises et les réseaux professionnels locaux, en privilégiant les fournisseurs et les travailleurs locaux autant que possible et en développant un *Local Participation Plan*²⁰ pour les projets dont la capacité est supérieure à 100 MW ;
- mettre en place des initiatives locales et des projets de développement durable pour chaque projet dont la capacité est supérieure à 50 MW ;
- renforcer ses liens avec les communautés locales, en créant une œuvre d'art qui mette en valeur les énergies renouvelables et la culture locale, pour chaque projet dont la capacité est supérieure à 50 MW.

Pour les projets éoliens, une population impliquée au plus tôt lors du développement d'un projet aura tendance à mieux accepter son implantation. Des dispositifs de concertation et d'information préalables sont donc mis en place par les équipes de Neoen avant le dépôt des demandes d'autorisation, pour impliquer les riverains et prendre en compte les enjeux locaux. Ceux-ci sont adaptés en fonction du contexte (présence d'éoliennes à proximité, influence des associations anti-éoliennes...) : implication des élus locaux, organisation de réunions ou permanences d'informations, porte-à-porte, distribution de notes d'information, visites de parc, mise en ligne d'un site internet dédié au projet et se poursuivent souvent durant toute la phase de développement du 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.

En dehors d'Europe, le Groupe réalise, en phase de développement, des études d'impacts environnemental et social (ESIA). La composante sociale de ces études permet non seulement d'alimenter le *Community Engagement Plan* mais aussi d'établir des plans d'action avec les communautés impliquées pour les phases

de construction et d'opération de l'actif.

Enfin, pour certains projets, pour ne pas retarder la construction et l'exploitation d'une centrale, le Groupe pourrait envisager de recourir à des assurances le protégeant contre les conséquences financières subies en cas de succès des recours (contre des permis obtenus par le Groupe) si de telles couvertures sont disponibles et leur mise en place se justifie financièrement.

Impact net du risque : Moyen.

Risque lié aux conditions météorologiques et aux effets du changement climatique

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 2023, les installations photovoltaïques et les parcs éoliens du Groupe en opération représentaient respectivement 2 708 MW et 1 738 MW, soit environ 54 % et 35 % de sa capacité totale opérationnelle.

Les niveaux de production des centrales photovoltaïques et éoliennes du Groupe dépendent respectivement et de manière significative du degré d'irradiation des installations solaires et de l'énergie cinétique du vent à laquelle sont exposées les éoliennes. Ces ressources sont 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 ainsi complexes à prévoir.

Des niveaux insuffisants d'irradiation ou de vent sont susceptibles d'entraîner une diminution de la production d'électricité. Des températures excessives peuvent par ailleurs conduire à une réduction de la production d'électricité des installations photovoltaïques. Des vents dépassant une certaine vitesse peuvent endommager les éoliennes et contraindre le Groupe à interrompre le fonctionnement des turbines.

Ce risque lié aux conditions météorologiques est accru en raison du changement climatique. En effet, dans la mesure où ce dernier 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, tels que des ouragans, des inondations, ou des feux de forêts, il est susceptible d'avoir une incidence défavorable sur les installations et les activités du Groupe. Par ailleurs, les épisodes météorologiques extrêmes peuvent endommager les installations du Groupe ou entraîner une augmentation des périodes d'arrêt, un accroissement des coûts d'opération et de maintenance (coûts O&M) ou encore interférer avec le développement et la construction de projets de grande envergure. Par exemple, sur certains marchés sur lesquels il est implanté, le Groupe a déjà eu à faire face à des épisodes météorologiques extrêmes, tels que des inondations en Australie. Il a aussi subi des tremblements de terre au Salvador.

¹⁷ Le *Sustainability Framework* résume les engagements de Neoen en matière de développement durable. Neoen souhaite en effet développer des pratiques responsables et durables afférentes à son modus operandi, ses interactions avec les communautés et à la maîtrise de son empreinte environnementale. Le *Sustainability Framework* est disponible sur le site internet de Neoen (<https://neoen.com/fr/rse/> / <https://neoen.com/en/csr/>).

¹⁸ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter à la section 8.6 « glossaire » du présent document.

¹⁹ Le *Community Engagement Plan* est un outil interne complet, guidant et jalonnant toutes les consultations et interactions ayant lieu durant la vie d'un projet, depuis les premières étapes de l'étude de faisabilité jusqu'à son démantèlement.

²⁰ Le *Local Participation Plan* identifie et répertorie l'ensemble des bénéfices économiques potentiels d'un projet en termes de développement local et régional.

Dispositif de maîtrise

Les dispositifs de maîtrise déployés par le Groupe concernant les risques météorologiques et l'impact du changement climatique sont de plusieurs ordres :

- une stratégie de diversification géographique et technologique de son portefeuille d'actifs et de projets : à la date du présent document, bien que le Groupe réalise l'essentiel de son activité en Australie (41 % des MW en opération au 31 décembre 2023), en France (26 % des MW en opération au 31 décembre 2023), et en Amériques (18 % des MW en opération au 31 décembre 2023), la poursuite de cette stratégie de diversification devrait limiter à l'avenir l'impact potentiel de l'occurrence de ce risque au niveau consolidé ;
- un suivi en temps réel des conditions climatiques dans lesquelles opèrent les actifs du Groupe. D'une part, ce suivi permet au Groupe d'effectuer des prévisions de 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. D'autre part, ce suivi doit permettre d'identifier et de mieux anticiper les éventuelles actions à mettre en place en cas de variations trop importantes. En effet, les 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 ne pas refléter le niveau réel des ressources solaires et éoliennes d'un site pour une période donnée. Le Groupe peut ainsi être amené à réaliser des études ultérieures, en cas d'écart persistant entre ses estimations initiales et le niveau réel de ressource affectant certains actifs, et réviser en conséquence ses prévisions pour un actif spécifique, mais aussi pour de futurs projets ayant des caractéristiques similaires ;
- la construction des actifs selon des normes (sismiques, vent, inondation, etc.) robustes ;
- une couverture assurantielle de ses 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 la poursuite du 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 celle des actifs physiques (dommages aux biens) que celle des revenus escomptés des actifs (pertes d'exploitation) ou de la dette et des coûts opérationnels fixes, selon le cas, ainsi que des frais supplémentaires d'opération et maintenance pendant la réparation d'un sinistre. Cette couverture adaptée, telle que décrite 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. Par ailleurs, 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.

Impact net du risque : Moyen.

3.2 ASSURANCES ET GESTION DES RISQUES

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 et mandataires sociaux 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 *Chief Operating Officer*, 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 continu du marché mondial des assurances, le Groupe déploie ses meilleurs efforts afin d'obtenir une couverture assurantielle adaptée pour chacun des risques (i) en créant des partenariats avec des acteurs majeurs du marché et (ii) en faisant réaliser des études techniques permettant de déterminer précisément les risques d'un projet notamment en cas de catastrophe naturelle ou de risque en cas d'attaque terroriste.

3.2.1.1 ASSURANCES RESPONSABILITÉ CIVILE ET « DÉPLACEMENTS PROFESSIONNELS » DU GROUPE

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

- un programme international d'assurance de responsabilité civile, souscrit auprès de HDI, 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 rencontre 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 et/ou des dépenses insuffisamment ou non couvertes par les polices d'assurance.

3.2.1.2 ASSURANCES SPÉCIFIQUES AUX SOCIÉTÉS DE PROJETS

Dans l'exercice de ses activités de développement de projets et d'opération d'actifs 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 ou actif 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'actif. 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 ;
 - lorsque l'actif est entré 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.) ;
 - une police d'assurance de responsabilité civile spécifique incluant les risques environnementaux accidentels pour les projets ou actifs les plus exposés à ce risque et si ce volet n'est pas inclus dans les polices construction ou exploitation ;
 - en fonction des risques de l'actif, le Groupe peut être également amené à souscrire une police d'assurance spécifique afin de couvrir les dommages matériels et pertes de recettes y associées en cas d'acte terroriste tant en phase de construction qu'en opération ;
- si chaque projet ou actif bénéficie de couvertures propres, distinctes de celles des autres projets ou actifs, ces couvertures doivent être en ligne avec la politique de couverture d'assurances du Groupe. Dans le cas spécifique des projets ou actifs solaires français, des conditions standards ont été fixées dans des polices cadres négociées en amont par le Groupe auprès d'assureurs de premier rang, notamment par le biais de courtiers en assurances. Ainsi, à la date du présent document, des polices cadres ont été conclues avec AXA France et Gothaer pour couvrir les actifs photovoltaïques et éoliens du Groupe situés en France tant en construction qu'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. Plusieurs programmes d'assurance exploitation ont été souscrits en 2020 auprès d'assureurs de premier rang, avec comme assureur apéritur HDI pour les installations photovoltaïques et de stockage en Australie et AGCS pour les autres installations en exploitation implantées à l'international, afin de couvrir les risques de dommages matériels accidentels et pertes de recettes y associées ou dette et coûts opérationnels fixes. Les polices construction couvrant lesdits actifs 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 ;

- 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 ou actif par actif 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.

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

À la date du présent document, le Groupe a mis en place une politique de couverture des principaux risques assurables avec des montants de garantie qu'il estime compatibles avec la nature de ses activités. Le Groupe n'envisage pas, à l'avenir, de difficultés particulières pour conserver des niveaux d'assurance adéquats dans la limite des disponibilités et des conditions de marché. L'actuel durcissement des marchés de l'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 projets ou 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 au paragraphe 3.1.1 « risques liés au secteur d'activité » du présent document, avec le support d'un consultant externe. 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 visant à réviser leur classification au regard de l'évolution de l'environnement au sein duquel le Groupe évolue. Les principaux facteurs de risques ont ainsi été recensés et qualifiés dans la cartographie des risques mise à jour au cours du second semestre 2022.

Au cours du quatrième trimestre 2023, cette cartographie, et de manière plus globale l'environnement des risques, ont été revus par le Comité exécutif et validés par le Comité d'audit.

A 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.

3.2.2.2 CADRE ORGANISATIONNEL DE LA GESTION DES RISQUES ET DU CONTRÔLE INTERNE

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

La responsabilité du management sur ces domaines est inscrite dans la culture même du Groupe et ancrée dans les différentes instances de management, notamment celles 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 sa conception, et 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.

Le directeur financier Groupe a plus spécifiquement la charge, en s'appuyant sur ses équipes internes et des prestataires externes dédiés, 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 clef 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. Ce *reporting* est effectué 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 (comptes consolidés) et annuelle (comptes sociaux et comptes consolidés), 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 de contrôle financier 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 et aux atterrissages financiers.

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 CONTRÔLE INTERNE

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

Néanmoins, si des faiblesses significatives dans les contrôles internes du Groupe venaient à survenir 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 l'objet de 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. Au cours de l'année 2023 l'ensemble des activités de contrôle attachées aux dix processus majeurs ont été revues par les *business process owners*, et adaptées lorsque cela s'est avéré nécessaire. 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 et d'audit croisé entre départements ont ainsi été réalisées historiquement. 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, à partir 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, a été réalisé depuis 2020 dans différents pays et zones géographiques dans lesquels le Groupe opère. En 2023, il a ainsi été effectué sur le périmètre des entités portugaises du Groupe et certains contrôles applicables aux entités françaises du Groupe qui n'avaient pas jusque-là fait l'objet d'un contrôle externe. Il a vocation à être étendu en 2024 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, celui-ci est présenté au paragraphe 3.2.2.1 «cartographie des risques» du présent document. Bien que le Groupe ait établi des politiques et des procédures de contrôle interne afin de prévenir les activités frauduleuses, ces politiques et procédures pourraient 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 FINANCIERS

Gestion du risque 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.

Une description de ce risque est faite au sein du paragraphe 3.1.3 « risque lié au niveau de levier et au mode de financement du Groupe », qui constitue un risque spécifique pour le Groupe au sens de l'article 16 du Règlement (UE) 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil.

Le tableau suivant résume l'exposition du Groupe par type de taux aux 31 décembre 2022 et 31 décembre 2023 :

(en millions d'euros)	31.12.2023	31.12.2022
Dettes à taux fixes	1 693,0	1 690,0
Dettes à taux variables	2 096,1	1 819,3
Instruments financiers dérivés de taux passifs	15,0	-
Instruments financiers dérivés de taux actifs	(214,9)	(302,7)
TOTAL DES DETTES FINANCIERES APRES EFFET DES COUVERTURES	3 589,2	3 206,6

L'objectif de gestion du risque de taux du Groupe est de sécuriser l'équilibre économique des projets en limitant la variabilité future de la charge financière associée à leurs financements, dès lors que ceux-ci sont à taux variable. Ceci repose sur la mise en place d'instruments financiers de couverture, qui représentent en règle générale 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, avec des contreparties de premier rang. Ceux-ci sont, en règle générale, qualifiés de couverture de flux de trésorerie.

Le tableau suivant présente le recours aux instruments dérivés par le Groupe, aux 31 décembre 2022 et 31 décembre 2023, afin de couvrir son exposition au risque de taux :

	Montants notionnels par échéance			Juste valeur	Enregistrés en capitaux propres	Enregistrés en résultat
(en millions d'euros)	Inférieur à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total			
Au 31 décembre 2022						
Swaps de taux - Solaire	(184,4)	(508,5)	(692,9)	110,6	114,3	-
Swaps de taux - Eolien	(378,6)	(488,3)	(866,8)	182,6	168,8	-
Swaps de taux - Holdings	-	-	-	9,6	9,6	-
Caps de taux	-	-	-	-	1,9	-
TOTAL	(562,9)	(996,8)	(1 559,7)	302,7	294,6	-
Au 31 décembre 2023						
Swaps de taux - Éolien	(470,1)	(684,2)	(1 154,3)	127,4	117,9	-
Swaps de taux - Solaire	(166,8)	(443,1)	(609,9)	75,9	81,9	-
Swaps de taux - Holdings	(162,8)	-	(162,8)	2,5	3,0	0,2
Swaps de taux - Stockage	-	-	-	(5,9)	(5,9)	-
Caps de taux	-	-	-	-	1,7	-
TOTAL	(799,7)	(1 127,2)	(1 926,9)	199,9	198,6	0,2

Pour plus d'information, le lecteur est invité à se reporter à la section 4.1 – note 20.2 « dette nette » du présent document.

Gestion du 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.

Ce risque fait l'objet d'une description dans les catégories « risque lié à l'expansion du Groupe sur des marchés émergents » et « risque lié à la résiliation d'un contrat de vente d'électricité ou des défauts ou retards de paiement par les contreparties » du paragraphe 3.1.2 du présent document, qui constituent des risques spécifiques pour le Groupe au sens de l'article 16 du Règlement (UE) 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil.

Le tableau suivant résume la situation des comptes clients et comptes rattachés aux 31 décembre 2022 et 31 décembre 2023 :

(en millions d'euros)	31.12.2023	31.12.2022
Créances clients	115,2	106,6
Dépréciations créances clients	-	-
TOTAL CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	115,2	106,6

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 amenée à croître à l'avenir.

Le Groupe pourrait par ailleurs 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 pour objectif que la part de sa capacité installée²¹ dont les revenus sont exposés aux prix de marché ne dépasse pas 20 % de sa capacité totale hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux. Ce seuil exclut les actifs vendant leur production sur les marchés *spot* préalablement à l'entrée en vigueur de leur PPA (phase dite d'*early generation*).

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 tout ou partie des ventes d'électricité d'une centrale est effectuée sur le marché, une prime de risque spécifique, fonction de la proportion des ventes d'électricité effectuée sur les marchés, 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.

Gestion du risque de liquidité

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. Il fait l'objet d'une description au sein du paragraphe 3.1.3 « risques liés à la situation financière du Groupe », qui constitue un risque spécifique pour le Groupe au sens de l'article 16 du Règlement (UE) 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil.

Le tableau suivant résume les ressources disponibles (position de liquidité) du Groupe aux 31 décembre 2022 et 31 décembre 2023 (se reporter à la section 4.1 – note 22.5 « risques de liquidité » du présent document) :

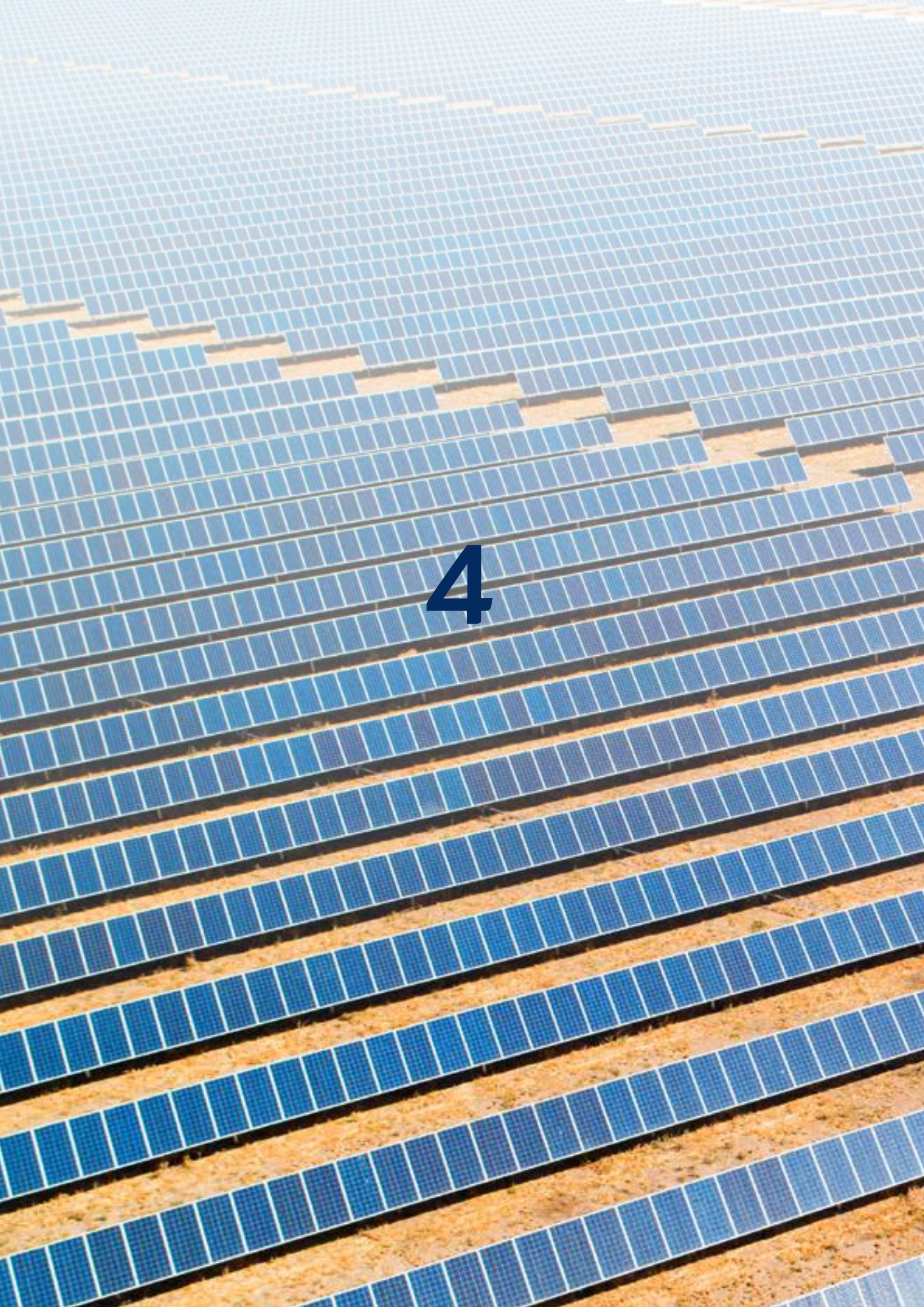
(en millions d'euros)	31.12.2023	31.12.2022
Trésorerie et équivalents de trésorerie :	773,7	622,7
dont placements à court terme	66,6	40,6
dont disponibilités	707,2	582,2
- Dont trésorerie à reverser à EDF OA ⁽¹⁾	19,7	90,3
Lignes de crédit <i>corporate</i> disponibles	288,0	288,0
TOTAL	1 061,7	910,7

(1) Au 31 décembre 2023, la trésorerie des sociétés projets comprend 19,7 millions d'euros correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat dans le cadre des dispositions réglementaires en vigueur (se référer à la section 4.1 – note 20.2 des comptes consolidés du présent document).

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.

²¹ Actifs en opération ou en construction.





4

ÉTATS FINANCIERS ET RAPPORTS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

4.1	COMPTES CONSOLIDÉS DU GROUPE AU 31 DÉCEMBRE 2023	122	4.3	COMPTES ANNUELS DE NEOEN S.A. AU 31 DÉCEMBRE 2023	182
4.1.1	Compte de résultat consolidé	122	4.3.1	Compte de résultat	182
4.1.2	État du résultat global consolidé	123	4.3.2	Bilan actif	183
4.1.3	État de la situation financière consolidée	123	4.3.3	Bilan passif	183
4.1.4	Tableau de variation des capitaux propres consolidés	125	4.3.4	Notes annexes aux comptes annuels	184
4.1.5	Tableau des flux de trésorerie consolidés	126	4.4	RAPPORT DE CERTIFICATION DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS DE NEOEN S.A. AU 31 DÉCEMBRE 2023	202
4.1.6	Notes annexes aux états financiers consolidés	127			
4.2	RAPPORT DE CERTIFICATION DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS DU GROUPE AU 31 DÉCEMBRE 2023	178			

4.1 COMPTES CONSOLIDÉS DU GROUPE AU 31 DÉCEMBRE 2023

4.1.1 COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

<i>(En millions d'euros, excepté les données relatives au résultat par action)</i>	Notes	Exercice 2023	Exercice 2022
Ventes d'énergies sous contrat		382,7	309,2
Ventes d'énergies sur le marché		119,4	171,5
Autres produits		22,3	22,5
Chiffre d'affaires	5	524,4	503,2
Achats de marchandises et variation de stocks	6.1	(4,9)	(2,2)
Charges externes et de personnel	6.3 et 7	(147,4)	(135,3)
Impôts, taxes et versements assimilés	8	(13,7)	(10,0)
Autres produits et charges opérationnels courants	9	200,8	56,8
Quote-part du résultat net des entreprises associées et coentreprises	14	0,0	0,5
Amortissements opérationnels courants	12.2 et 12.3	(176,0)	(151,0)
Résultat opérationnel courant		383,3	262,1
Autres produits et charges opérationnels non courants	10	(8,5)	(3,8)
Dépréciations d'actifs non courants	10	(10,5)	(27,3)
Résultat opérationnel		364,3	231,0
Coût de l'endettement financier		(155,9)	(135,6)
Autres produits et charges financiers		3,1	(17,1)
Résultat financier	20.1	(152,7)	(152,7)
Résultat avant impôts		211,6	78,3
Impôts sur les résultats	11	(64,2)	(32,6)
Résultat net des activités poursuivies		147,4	45,7
Résultat net de l'ensemble consolidé		147,4	45,7
<i>Résultat net - part du groupe</i>		150,2	45,2
<i>Résultat net - participations ne donnant pas le contrôle</i>		(2,8)	0,5
<i>Résultat de base par action (en euros)⁽¹⁾</i>		1,01	0,38
<i>Résultat dilué par action (en euros)⁽¹⁾</i>		0,94	0,35

(1) Le calcul du résultat de base et du résultat dilué par action de l'exercice 2022 a été ajusté de manière rétrospective, en raison de l'augmentation de capital du 29 mars 2023, conformément à la norme IAS 33 « résultat par action ».

4.1.2 ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

En millions d'euros	Notes	Exercice 2023	Exercice 2022
Résultat net de l'ensemble consolidé		147,4	45,7
Différences de conversion ⁽¹⁾		(70,7)	11,1
Couverture de flux de trésorerie (instruments financiers dérivés de taux)	20.3	(95,0)	348,7
Impôts différés liés aux couvertures de flux de trésorerie		25,1	(96,7)
Éléments recyclables par résultat		(140,5)	263,1
Résultat global de l'ensemble consolidé		6,9	308,8
Dont résultat global - part du groupe		12,0	297,3
Dont résultat global des participations ne donnant pas le contrôle		(5,2)	11,4

(1) En 2023, les différences de conversion s'expliquent essentiellement par l'évolution défavorable du taux de change du dollar australien et du dollar américain vis-à-vis de l'euro, à hauteur respectivement de (57,9) millions d'euros et de (11,2) millions d'euros. En 2022, les différences de conversion s'expliquaient essentiellement par l'évolution favorable du taux de change du dollar américain vis-à-vis de l'euro à hauteur de 28,9 millions d'euros, compensée par l'évolution défavorable du dollar australien vis-à-vis de l'euro à hauteur de (17,2) millions d'euros.

4.1.3 ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

En millions d'euros	Notes	31.12.2023	31.12.2022
Goodwill	12.1	0,7	0,7
Immobilisations incorporelles	12.2	347,3	290,5
Immobilisations corporelles	12.3	5 423,5	4 566,9
Participations dans les entreprises associées et coentreprises	14	15,6	24,4
Instruments financiers dérivés non courants	20.3	252,5	312,9
Autres actifs financiers non courants	15	175,0	99,9
Autres actifs non courants ⁽¹⁾		6,1	10,7
Impôts différés actifs	11.2	77,9	56,8
Total des actifs non courants		6 298,5	5 362,9
Stocks	6.2	9,8	10,6
Clients et comptes rattachés	5.2	115,2	106,6
Autres actifs courants	16	115,9	108,0
Instruments financiers dérivés courants	20.3	54,3	35,9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	773,7	622,8
Total des actifs courants		1 068,9	883,9
Actifs destinés à être cédés	3.4	34,9	26,8
Total de l'actif		7 402,3	6 273,5

En millions d'euros	Notes	31.12.2023	31.12.2022
Capital		304,2	229,3
Primes		1 933,0	1 247,4
Réserves		267,4	375,1
Actions propres		(3,2)	(3,2)
Résultat de l'exercice part du groupe		150,2	45,2
Capitaux propres part du groupe	18	2 651,7	1 893,7
Participations ne donnant pas le contrôle	18	13,0	20,5
Capitaux propres	18	2 664,7	1 914,3
Provisions non courantes	19	144,1	115,3
Financements des projets non courants	20.2	3 049,2	2 702,3
Financements <i>corporate</i> non courants	20.2	421,5	407,9
Instruments financiers dérivés non courants	20.3	16,1	32,2
Autres passifs non courants ⁽²⁾		3,2	17,9
Impôts différés passifs	11.2	226,0	194,0
Total des passifs non courants		3 860,0	3 469,8
Provisions courantes	19	4,8	1,0
Financements des projets courants	20.2	315,8	397,3
Financements <i>corporate</i> courants	20.2	2,6	1,8
Instruments financiers dérivés courants	20.3	3,7	12,6
Fournisseurs et comptes rattachés	6.4	386,6	242,4
Autres passifs courants	21	125,9	206,2
Total des passifs courants		839,5	861,2
Passifs destinés à être cédés	3.4	38,0	28,2
Total du passif		7 402,3	6 273,5

(1) Les autres actifs non courants correspondent essentiellement à des rabais constatés d'avance par le Groupe, conformément à ses obligations contractuelles, dans le cadre de l'exécution d'un contrat de vente d'électricité long terme en Australie. Les passifs associés à ces obligations contractuelles sont comptabilisés en autres passifs courants.

(2) Les autres passifs non courants correspondent principalement à des paiements différés, à plus d'un an, liés à l'acquisition d'actifs en développement en Europe.

4.1.4 TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

<i>En millions d'euros</i>	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves et résultat	Actions propres	Capitaux propres - part du groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Capitaux propres au 31 décembre 2021	107 056 685	214,1	1 053,4	100,3	(3,1)	1 364,7	9,2	1 373,9
Résultat net de la période		-	-	45,2	-	45,2	0,5	45,7
Autres éléments du résultat global		-	-	252,1	-	252,1	11,0	263,1
Résultat global de la période	-	-	-	297,3	-	297,3	11,4	308,8
Augmentation(s) et réduction(s) de capital	7 612 813	15,2	194,0	(0,3)	-	208,8	(1,5)	207,4
Distribution(s) de dividendes		-	-	(10,7)	-	(10,7)	-	(10,7)
Paiements en actions		-	-	7,9	-	7,9	-	7,9
Transactions avec les détenteurs d'intérêts ne donnant pas le contrôle		0,0	-	(1,3)	-	(1,3)	1,3	0,0
Variation des actions propres		-	-	(1,9)	(0,1)	(2,1)	-	(2,1)
Variations de périmètre et autres variations		-	0,0	29,0	-	29,0	0,0	29,0
Capitaux propres au 31 décembre 2022	114 669 498	229,3	1 247,4	420,3	(3,2)	1 893,7	20,5	1 914,3
Résultat net de la période		-	-	150,2	-	150,2	(2,8)	147,4
Autres éléments du résultat global		-	-	(138,1)	-	(138,1)	(2,4)	(140,5)
Résultat global de la période	-	-	-	12,0	-	12,0	(5,2)	6,9
Augmentation et réduction de capital ⁽¹⁾	37 452 951	74,9	685,7	(0,1)	-	760,4	(1,6)	758,8
Distribution(s) de dividendes ⁽²⁾		-	-	(18,9)	-	(18,9)	-	(18,9)
Paiements en actions		-	-	8,5	-	8,5	-	8,5
Transactions avec les détenteurs d'intérêts ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾		0,0	-	3,0	-	3,0	(1,0)	2,0
Variation des actions propres ⁽⁴⁾		-	-	(7,0)	0,1	(6,9)	-	(6,9)
Variations de périmètre et autres variations		-	0,0	(0,2)	-	(0,2)	0,3	0,2
Capitaux propres au 31 décembre 2023	152 122 449	304,2	1 933,0	417,6	(3,2)	2 651,7	13,0	2 664,7

(1) Se référer à la note 18.

(2) Compte tenu de l'option pour le paiement du dividende en actions, la distribution de dividende décidée par l'assemblée générale du 10 mai 2023 a entraîné la création de 641 364 actions ordinaires nouvelles (représentant environ 0,42 % du capital) soit 15,8 millions d'euros de dividende en action, et le versement de 3,1 millions d'euros de dividende en numéraire.

(3) Au cours de l'exercice 2023, les transactions avec les détenteurs d'intérêts ne donnant pas le contrôle correspondent à la réévaluation de deux engagements d'achats, ainsi qu'à l'acquisition et la cession de parts minoritaires de titres de participations, dans deux entités toujours contrôlées par le Groupe.

(4) La variation des actions propres correspond aux achats d'actions de Neoen S.A. en vue de leurs attributions dans le cadre de plans d'actions gratuites, ainsi qu'aux achats et ventes effectués dans le cadre d'un contrat de liquidité.

4.1.5 TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

En millions d'euros	Notes	Exercice 2023	Exercice 2022
Résultat net de l'ensemble consolidé		147,4	45,7
Éliminations :			
de la quote-part de résultat dans les entreprises associées	14	(0,0)	(0,5)
des amortissements et provisions	12, 13 et 19	185,1	176,9
de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés	9	(88,8)	(2,8)
des plus ou moins-values de cession ⁽¹⁾	9 et 10	(40,1)	(12,5)
des charges et produits calculés liés aux paiements en actions	7.3	4,2	3,8
des autres produits et charges sans incidence de trésorerie ⁽²⁾		7,8	13,8
de la charge (produit) d'impôt	11	64,2	32,6
du coût de l'endettement financier	20.1	155,9	135,6
Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement ⁽³⁾		(91,0)	81,6
Impôts décaissés (encaissés)		(19,8)	(17,2)
Flux net de trésorerie lié aux activités opérationnelles		324,7	457,0
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise ⁽⁴⁾		(28,5)	(15,6)
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée ⁽⁵⁾		77,9	26,2
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles ⁽⁶⁾		(1 046,0)	(1 111,2)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		1,8	1,1
Variation d'actifs financiers ⁽⁷⁾		(83,9)	(15,4)
Dividendes reçus		0,7	1,2
Flux net de trésorerie lié aux activités d'investissement		(1 078,0)	(1 113,7)
Augmentation de capital de la société mère ⁽⁸⁾	18	742,5	48,1
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations (réductions) de capital	01.4	(1,9)	(1,5)
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽⁹⁾		(1,0)	(6,0)
Cession (acquisition) nette d'actions propres	01.4	(6,9)	(2,1)
Émissions d'emprunts	20.2	515,9	1 192,4
Dividendes payés ⁽¹⁰⁾		(3,1)	(2,1)
Remboursements d'emprunts	20.2	(207,1)	(439,2)
Intérêts financiers versés		(127,1)	(108,3)
Subventions d'investissement reçues		1,5	-
Flux net de trésorerie lié aux activités de financement		912,8	681,3
Incidence de la variation des taux de change		(4,2)	9,4
Effet du reclassement de la trésorerie lié aux actifs détenus en vue de la vente	3.4	0,0	(3,9)
Variation de trésorerie		155,3	30,2
Trésorerie d'ouverture	17	622,7	592,5
Trésorerie de clôture	17	778,0	622,7
Variation de la trésorerie nette		155,3	30,2

(1) En 2023, les plus ou moins-values de cessions correspondent principalement aux produits nets issus des opérations de farm-down pour 48,6 millions d'euros et aux mises au rebut des coûts de développement immobilisés pour (6,8) millions d'euros. En 2022, les plus ou moins-values de cessions correspondaient principalement aux produits nets issus des opérations de farm-down pour 16,4 millions d'euros et aux mises au rebut des coûts de développement immobilisés pour (4,0) millions d'euros.

(2) En 2023, les autres produits et charges sans incidence de trésorerie comprennent essentiellement des charges de désactualisation. En 2022, ce poste comprenait essentiellement des charges financières liées au refinancement de la dette mezzanine portée par Neoen Production 2 et des charges de désactualisation.

(3) En 2023, la variation du besoin en fonds de roulement s'explique essentiellement par le paiement partiel de la dette constituée auprès d'EDF OA (se référer à la note 21.2), pour un impact de (70,6) millions d'euros, ainsi que par une hausse des créances clients en France pour un impact de (25,2) millions d'euros (en lien notamment avec l'augmentation du parc en exploitation et des effets ressources), effets partiellement compensés par une baisse des créances clients en Finlande pour un impact de + 14,6 millions d'euros. En 2022, l'incidence de la variation du besoin en fonds de roulement comprenait essentiellement une hausse (i) des dettes d'exploitation à hauteur de + 90,3 millions d'euros correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, que le Groupe considérait devoir être amené à reverser à EDF OA, dans le cadre des dispositions réglementaires en vigueur (se référer à la note 21.2), (ii) de + 16,3 millions d'euros des indemnités contractuelles reconnues en cas de retard dans la construction des centrales, ou constatées dans le cadre du non-respect d'obligations relatives aux contrats d'achats, et (iii) de + 8,8 millions d'euros des dettes fournisseurs, compensée par une hausse des créances clients pour (37,2) millions d'euros correspondant principalement aux mises en service de l'exercice.

(4) En 2023, les acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise concernent des centrales éoliennes en France, des projets de stockage au Canada (se référer à la note 3.3), et des règlements de compléments de prix au titre de projets en construction en Finlande et en Irlande.

En 2022, les acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise concernaient principalement des projets en développement en Finlande, au Canada, et en Équateur.

(5) En 2023, les cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée correspondent aux opérations de farm-down de la centrale de Cabrela au Portugal pour 26,3 millions d'euros, de quatre centrales solaires en France pour 42,8 millions d'euros et d'un projet solaire en développement en Australie pour 8,7 millions d'euros (se référer à la note 3.3). En 2022, les cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée correspondaient à l'opération de farm-down de la centrale éolienne de Saint-Sauvant pour 14,9 millions d'euros, et à l'encaissement d'une composante du prix de cession d'une opération de farm-down conclue en 2021 pour 11,3 millions d'euros.

(6) Les acquisitions de la période portent sur des investissements en immobilisations incorporelles pour (71,5) millions d'euros (se référer à la note 12.2) et corporelles pour (1 128,8) millions d'euros (se référer à la note 12.3) et intègrent la variation des dettes sur fournisseurs d'immobilisations pour 154,3 millions d'euros.

(7) En 2023, la variation des actifs financiers correspond principalement à des avances en compte courant auprès de sociétés mises en équivalence. En 2022, la variation des actifs financiers correspondait à la constitution de dépôts de garantie liés à la construction et au financement d'actifs de production.

(8) En 2023, ce montant correspond principalement à l'augmentation de capital réalisée le 29 mars 2023 pour 741,9 millions d'euros après prise en compte des frais d'émission (se référer à la note 1.3). En 2022, l'augmentation de capital correspondait principalement à la composante capitaux propres des OCEANes vertes émises en septembre 2022 pour 47,4 millions d'euros.

(9) En 2022, les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle correspondaient au paiement du solde du put de 19,9% associé à la centrale de Mutkalampi (option de vente exercée en 2021).

(10) En 2023, Neoen S.A. a procédé au paiement de (3,1) millions d'euros de dividende en numéraire, contre (2,1) millions d'euros en 2022 (se référer à la note 1.3).

4.1.6 NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

NOTE 1.	Informations générales et référentiel comptable	128	NOTE 14.	Participations dans les entreprises associées et coentreprises	156
NOTE 2.	Méthodes de conversion	131	NOTE 15.	Autres actifs financiers non courants	156
NOTE 3.	Composition du Groupe	132	NOTE 16.	Autres actifs courants	157
NOTE 4.	Information sectorielle	136	NOTE 17.	Trésorerie et équivalents de trésorerie	157
NOTE 5.	Ventes	140	NOTE 18.	Capitaux propres et détail des instruments dilutifs	158
NOTE 6.	Achats et stocks	142	NOTE 19.	Provisions	163
NOTE 7.	Charges et avantages au personnel	143	NOTE 20.	Financement et instruments financiers	164
NOTE 8.	Impôts, taxes et versements assimilés	146	NOTE 21.	Autres passifs courants	172
NOTE 9.	Autres produits et charges opérationnels courants	146	NOTE 22.	Gestion des risques	172
NOTE 10.	Éléments non courants de l'activité opérationnelle	147	NOTE 23.	Engagements hors bilan	175
NOTE 11.	Impôts	148	NOTE 24.	Transactions avec les parties liées	176
NOTE 12.	<i>Goodwill</i> , immobilisations incorporelles et corporelles	151	NOTE 25.	Honoraires des commissaires aux comptes	177
NOTE 13.	Dépréciation des <i>goodwills</i> et des actifs	155	NOTE 26.	Événements postérieurs à la clôture	177

NOTE 1. INFORMATIONS GÉNÉRALES ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

NOTE 1.1. INFORMATIONS GÉNÉRALES

Neoen est une société anonyme enregistrée et domiciliée en France, et cotée sur le marché Euronext, compartiment A. Son siège social est situé au 22 rue Bayard, 75008 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 et coentreprises (l'ensemble désigné comme « le Groupe »).

Le Groupe développe et exploite des centrales de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (solaire, éolien) et de stockage.

Avec près de 8,0 GW de projets en opération et construction (dont 300 MW sous gestion) et 1,0 GW de projets *awarded* au 31 décembre 2023 (soit près de 9,0 GW de projets sécurisés – portefeuille *secured*), Neoen est le premier producteur indépendant français d'énergies exclusivement renouvelables.

Le Groupe dispose par ailleurs d'un pipeline de projets en développement avancé de 18,6 GW (*advanced pipeline*) et de plus de 10,0 GW de projets au stade *early stage*.

Le Groupe exerce ses activités dans les zones géographiques Australie, Europe-Afrique et Amériques.

Les états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2023 ont été arrêtés par le Conseil d'administration le 28 février 2024. Ils seront soumis à l'approbation des actionnaires le 14 mai 2024.

NOTE 1.2. DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2023 ont été préparés conformément aux normes IFRS (*International Financial Reporting Standards*) telles que publiées par l'IASB (*International Accounting Standards Board*) et adoptées par l'Union Européenne à cette date.

L'ensemble des textes adoptés par l'Union européenne est disponible sur le site internet de la Commission européenne.

Évolution du référentiel comptable

Pour l'établissement de ses états financiers au 31 décembre 2023, le Groupe a appliqué les mêmes normes, interprétations et méthodes comptables que dans ses états financiers de l'exercice clos au 31 décembre 2022, à l'exception des textes entrés en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2023, mentionnés au paragraphe ci-après.

Nouveaux textes d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2023

- Amendements d'IAS 8 – Définition des estimations comptables
- Amendements d'IAS 1 et du *Practice Statement 2* – Informations à fournir relatives aux politiques comptables communiquées en annexe
- Amendement d'IAS 12 – Impôts minimum mondial, pilier II

Les états financiers n'ont pas été impactés par l'application de ces amendements et améliorations.

- Amendements d'IAS 12 – Impôt différé relatifs à des actifs et des passifs issus d'une transaction unique : depuis le 1^{er} janvier 2023, les entités doivent désormais comptabiliser des impôts différés sur les transactions qui, lors de leur comptabilisation initiale, donnent lieu à des montants identiques de différences temporelles imposables et déductibles, comme cela est le cas pour les contrats de location et les coûts de démantèlement. Ces amendements prévoient la comptabilisation d'un actif d'impôt différé et d'un passif d'impôt différé pour toutes les différences temporelles déductibles et imposables relatives à de telles transactions. Le Groupe constatait déjà un impôt différé pour le montant net entre les différences temporelles déductibles et imposables au titre de ces transactions. En conséquence, l'application de ces amendements n'entraîne pas d'impacts sur les comptes du Groupe. Seules les informations fournies en annexe et relatives à la ventilation des impôts différés par nature ont été modifiées (se reporter à la note 11.2).

Nouveaux textes d'application non obligatoire au 1^{er} janvier 2023

- Amendements d'IAS 1 – Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants, d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2024
- Amendements d'IFRS 16 – Passifs de location relatif à une cession bail, d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2024
- Publication des deux premières normes IFRS d'information sur la durabilité, d'application obligatoire à partir du 1^{er} janvier 2024

Ces nouveaux textes n'ont pas été appliqués par anticipation par le Groupe ou ne sont pas applicables.

NOTE 1.3. ÉVÈNEMENTS DE L'EXERCICE

Plan d'attribution d'actions gratuites

Le 28 février 2023, le Conseil d'administration a décidé d'attribuer gratuitement 221 766 actions de Neoen S.A. à certains salariés du Groupe. L'attribution des actions ne sera définitive qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 3 ans, à condition que les bénéficiaires soient toujours présents au sein du Groupe et que les conditions de performance fixées par le Conseil d'administration dans le règlement du plan, et portant notamment sur l'atteinte d'objectifs financiers et de développement, soient remplies.

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 (0,8) million d'euros en charges de personnel sur l'exercice 2023.

Neoen lève avec succès 750,4 millions d'euros via une augmentation de capital

Le 29 mars 2023, Neoen a réalisé avec succès une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, lancée le 7 mars 2023, dont la période de souscription s'est étalée du 10 au 22 mars 2023 inclus. Le montant brut de cette augmentation de capital (prime d'émission incluse) s'est élevé à 750,4 millions d'euros et s'est traduit par l'émission de 36 694 552 actions nouvelles d'une valeur nominale de 2 euros à un prix de souscription de 20,45 euros par action nouvelle.

Le produit de l'augmentation de capital permettra à Neoen de financer son plan de développement visant à dépasser 10 GW de capacité en opération ou en construction courant 2025 mais aussi d'étendre ses capacités de stockage, notamment par l'investissement dans des batteries dotées d'une plus grande durée d'autonomie par MW installé.

Cette opération s'est traduite par un impact de 744,0 millions d'euros net de frais d'émission et net d'impôts sur les capitaux propres du Groupe.

Paiement du dividende au titre de l'exercice 2022

Lors de l'Assemblée Générale du 10 mai 2023, les actionnaires ont approuvé la mise en distribution d'un dividende de 0,125 euro par action avec option pour le paiement du dividende en actions nouvelles. Chaque actionnaire pouvait ainsi recevoir, soit 100 % du dividende en numéraire, soit 100 % du dividende en actions ordinaires nouvelles.

À la clôture de la période d'exercice de l'option (du 19 mai 2023 au 2 juin 2023 inclus), près de 83 % des droits ont été exercés en faveur du paiement du dividende en actions.

Cette opération a entraîné la création de 641 364 actions ordinaires nouvelles (représentant après augmentation de capital environ 0,42 % du capital), et le versement de 3,1 millions d'euros de dividende en numéraire.

Augmentation de capital réservée aux salariés

Le 12 mai 2023, Neoen S.A. a réalisé une augmentation de capital réservée à ses salariés et mandataires sociaux en France. Celle-ci proposait à chaque bénéficiaire l'acquisition de 144 actions nouvelles au prix préférentiel de souscription de 19,51 euros par action (bénéficiant d'une décote de 30 % par rapport à la moyenne des cours de clôture de l'action des vingt dernières séances de bourse précédant le jour de fixation du prix par le président - directeur général, le 5 avril 2023, sur subdélégation du Conseil d'administration) 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 1,3 million d'euros en capitaux propres et de (0,4) million d'euros en charges de personnel sur l'exercice 2023.

Acquisition d'un ensemble de parcs éoliens en France

Le 1^{er} janvier 2023, le Groupe a acquis 100 % des trois centrales éoliennes de Plouguin, d'une puissance cumulée de 14 MW, pour un montant (payé en numéraire) de 15,4 millions d'euros (incluant les 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 13,5 millions d'euros.

Opérations de *farm-down*

En février 2023, le Groupe a formellement conclu la cession à Cubico de 100 % de ses parts dans la centrale solaire de Cabrela au Portugal, d'une puissance de 13,2 MWc. La transaction a généré un produit net de cession de 27,3 millions d'euros.

Le Groupe a également cédé, en fin d'année, 100 % de ses parts dans quatre centrales solaires en exploitation en France d'une puissance cumulée de 19,1 MWc, pour un produit net de cession de 16,8 millions d'euros, ainsi que le projet de centrale solaire en développement de Goorambat en Australie pour un produit net de cession de 4,4 millions d'euros.

Au total, au cours de l'exercice 2023, l'ensemble des opérations réalisées dans le cadre de l'activité *farm-down* a généré un produit net de cession de 48,6 millions d'euros, comptabilisé en autres produits opérationnels courants (se reporter à la note 9).

Situation de la centrale solaire de Metoro au Mozambique

À la suite d'une détérioration soudaine et importante à la fin du premier semestre 2022, du contexte sécuritaire à proximité du site de la centrale solaire en construction de Metoro au Mozambique, l'ensemble des équipes mobilisées localement avait été évacué, les forces armées mozambicaines avaient été déployées autour du site pour en assurer la protection, et les travaux de construction avaient été arrêtés pour une durée indéterminée.

Compte tenu du très fort degré d'incertitude entourant l'avenir du projet le Groupe avait enregistré dans ses comptes au 31 décembre 2022 une perte de valeur de (19,9) millions d'euros (se référer à la note 10 « éléments non courants de l'activité opérationnelle »).

En juillet 2023, le Groupe a reçu une offre engageante en vue de la cession de la centrale, puis a conclu, dans ce cadre, le 20 décembre 2023 un *share purchase agreement*. Celui-ci n'a pas eu d'incidence significative sur la perte de valeur constituée en 2022, qui a été maintenue inchangée.

Au 31 décembre 2023, la cession reste cependant soumise à la réalisation de conditions suspensives, dont certaines ne sont pas sous le contrôle direct du Groupe. Conformément à la norme IFRS 5 « actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées », les actifs et passifs afférents ont été reclassés en actifs et passifs destinés à être cédés (se référer à la note 3.4).

Non-respect de *covenants* de financements de projets

L'absence de prononciation de la réception technique provisoire de la centrale mexicaine d'El Llano (PA – *Provisional Acceptance*), entraînant le maintien de certaines non-conformités documentaires au sens des contrats de financement, et les difficultés opérationnelles rencontrées par celle-ci, au cours de l'année 2022 et de 2023, ont entraîné la poursuite d'une situation de non-respect du ratio minimum du service de la dette de financement de projet sans recours. La part non courante de la dette financière afférente continue ainsi à être présentée en dettes courantes pour 120,4 millions de dollars américains (soit 110,1 millions d'euros) dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2023. Le Groupe finalise actuellement la résolution des difficultés opérationnelles avec le contractant EPC, préalable à la prononciation de la réception technique provisoire et à la sortie de la situation de défaut financier actuelle. Les établissements prêteurs continuent par ailleurs à apporter leur soutien au projet. À ce titre, la société a ainsi obtenu un *waiver* sur le non-respect du ratio minimum du service de la dette en date du 21 décembre 2023.

Par ailleurs, la situation de la centrale de Metoro constitue un cas de défaut technique au sens de la documentation de financement.

Les autres sociétés financées par des dettes projets, ainsi que Neoen S.A., dans le cadre de son crédit syndiqué, respectaient en revanche leurs *covenants* de ratios financiers de *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR) minimum, ou de fonds propres minimum.

NOTE 1.4. 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.

Les principaux sujets impactant de façon significative les états financiers et dépendant d'estimations et de jugements, au 31 décembre 2023, sont les suivants :

- la détermination de la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et corporelles (notes 12.1 « *goodwills* », 12.2 « immobilisations incorporelles » et 12.3 « immobilisations corporelles ») ;
- la durée d'amortissement des actifs de production (note 12.3 « immobilisations corporelles ») ;
- 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 « impôts ») ;
- 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 « immobilisations corporelles ») ;
- l'activation des frais de développement (note 12.2 « immobilisations incorporelles ») ;
- l'évaluation des provisions pour démantèlement (note 19 « provisions ») ;
- l'évaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés énergie (note 20.4 « juste valeur des actifs et passifs financiers ») ;
- la détermination de la juste valeur des actions gratuites et des stock-options (note 7.1 « charges de personnel »).

NOTE 1.5. PRISE EN COMPTE DES ENJEUX CLIMATIQUES DANS L'ÉTABLISSEMENT DES ÉTATS FINANCIERS DU GROUPE

Neoen considère la prise en compte croissante des enjeux climatiques comme une opportunité, puisqu'elle favorise l'émergence de politiques nationales et internationales en faveur des énergies renouvelables. En effet, les activités de Neoen contribuent activement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, ce qui est souvent un objectif politique prioritaire annoncé par les gouvernements et les institutions internationales. Le développement, la construction, la détention et l'exploitation de parcs solaires, éoliens et de centrales de stockage, à travers le monde, permettent ainsi de contribuer à l'accélération du rythme de la transition énergétique. Neoen porte en conséquence une attention prioritaire, dans sa stratégie comme dans ses décisions financières, aux enjeux climatiques locaux et globaux.

Neoen a ainsi identifié, dans son processus de clôture des comptes, les principaux risques associés à ces enjeux climatiques, afin d'évaluer leurs impacts potentiels sur les états financiers, en procédant notamment à :

- la revue de la durée d'utilité de certains actifs, qui pourraient être particulièrement exposés aux enjeux climatiques ;
- l'intégration dans les tests de dépréciation des actifs des impacts attendus sur les flux futurs, au regard notamment des exigences d'entretien et de maintenance ainsi que de couverture assurantielle ;

- l'évaluation des risques afin de déterminer le montant des provisions pour risques qui s'avèreraient nécessaires.

Les principaux risques identifiés résultent à la fois de la possible matérialisation d'un risque physique et d'un risque de transition lié à l'évolution des réglementations. Le risque physique porte sur la survenance d'événements climatiques extrêmes, dont l'intensité est susceptible d'augmenter, et qui pourraient avoir une incidence défavorable sur les installations et les activités du Groupe.

À ce titre, bien que le risque associé à la survenance d'événements climatiques extrêmes soit d'un niveau modéré, le Groupe n'a pas observé d'incidence matérielle dans ses états financiers clos au 31 décembre 2023, ayant pu bénéficier :

- de la diversification géographique et technologique de son portefeuille de projets, étant précisé que les projets construits ont tous bénéficié, pendant leur phase de développement, d'une analyse de risques climatiques qui a écarté les sites les plus exposés ;
- de la construction des actifs selon des normes (sismiques, vent, inondation, etc.) robustes ;
- du suivi en temps réel des conditions climatiques dans les zones dans lesquelles opèrent les actifs du Groupe, permettant d'effectuer des prévisions de production d'électricité à partir d'études statistiques fondées sur l'historique des conditions météorologiques locales ;
- de la couverture assurantielle de ses actifs, au sein de laquelle les questions météorologiques occupent une place fondamentale. Celle-ci comprend aussi bien la couverture des actifs physiques (dommages aux biens) que celle des revenus

escomptés des actifs (pertes d'exploitation) ou de la dette et des coûts opérationnels fixes, selon les cas, ainsi que des frais supplémentaires d'opération et maintenance pendant la réparation d'un sinistre. Cette couverture adaptée permet de protéger autant que possible le Groupe et ses actifs contre l'incertitude liée aux événements météorologiques extrêmes.

Neoen est également exposé aux enjeux réglementaires de son secteur (nature et ampleur des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables visant à accélérer la transition énergétique, contraintes en matière d'utilisation de matériels et matériaux bas carbone, ou encore obligations spécifiques de recyclages et de démantèlement). Le Groupe a exercé son jugement pour l'appréciation de l'impact de ces risques réglementaires sur les états financiers consolidés de l'exercice. Les évolutions réglementaires connues ou prévisibles à court terme et notamment les dispositifs de *Price Cap* mis en œuvre par les différents pays Européens, visant à limiter la capacité des producteurs d'énergie renouvelables à bénéficier, pour la partie non contractée de leur production, des périodes de prix de marché de l'électricité élevés sont intégrées dans les flux de trésorerie prévisionnels. Les évolutions réglementaires connues ou prévisibles à moyen terme sont quant à elles appréhendées au travers de tests de sensibilité. Compte tenu de l'impératif de poursuite de la décarbonation de la production électrique dans les différents pays où opère le Groupe, celui-ci considère que les évolutions réglementaires ne devraient pas avoir d'impact significatif sur la durée de vie de ses actifs.

La prise en compte des enjeux liés au changement climatique n'a ainsi pas eu d'impact matériel en 2023 sur les jugements exercés et les principales estimations nécessaires à l'établissement des états financiers.

NOTE 2. MÉTHODES 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.

La monnaie fonctionnelle de Neoen S.A. et de ses filiales situées dans la zone euro est l'euro. Pour les autres entités du Groupe, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale à l'exception de certains actifs et sociétés de développement, qui au regard des facteurs de détermination de monnaie fonctionnelle, ont pour monnaie fonctionnelle le dollar américain. Ceci concerne spécifiquement les actifs et sociétés de développement du Groupe en France, en Argentine, en Jamaïque, au Mozambique et en Zambie.

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 : ces cours moyens sont des valeurs approchées des cours en date de transaction en l'absence de fluctuation significative. 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 *goodwill* et justes valeurs des actifs et passifs provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme ceux

de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité.

NOTE 3. COMPOSITION DU GROUPE

NOTE 3.1. PRINCIPES COMPTABLES

Méthodes de consolidation

Les filiales contrôlées au sens de la norme IFRS 10 « états financiers consolidés » 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 qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci. Le Groupe détient principalement des sociétés holding qui détiennent à leur tour, directement ou indirectement, des sociétés projets portant les centrales de production ou de stockage d'énergie.

Les modifications du pourcentage de détention du Groupe dans une filiale n'entraînant pas de perte du contrôle sont comptabilisées comme des transactions portant sur les capitaux propres.

Lorsque le Groupe perd le contrôle d'une filiale, il décomptabilise les actifs et passifs ainsi que toute participation ne conférant pas le contrôle et les autres éléments de capitaux propres relatifs à cette filiale. Le profit ou la perte éventuel(le) résultant de la perte de contrôle est comptabilisé en résultat net. Tout intérêt conservé dans l'ancienne filiale est évalué à sa juste valeur à la date de perte de contrôle.

Toutes les transactions, produits et charges, et soldes bilantiels internes aux filiales sont éliminés en consolidation.

Conformément à la norme IFRS 11 « partenariats », un partenariat est une entreprise sur laquelle le Groupe et une ou plusieurs autres parties exercent un contrôle conjoint en vertu d'un accord contractuel. Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur un partenariat lorsque les décisions concernant les activités pertinentes du partenariat requièrent le consentement unanime du Groupe et des autres parties partageant le contrôle. 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.

Les entités associées sont des entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle ou le contrôle conjoint.

Les intérêts du Groupe dans les entités associées et les coentreprises sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. Ils sont comptabilisés initialement au coût qui inclut le *goodwill* et les coûts de transaction. Après la comptabilisation initiale, les états financiers consolidés incluent la quote-part du Groupe dans le résultat et les autres éléments du résultat global des entités mises en équivalence, jusqu'à la date à laquelle l'influence notable ou le contrôle conjoint prennent fin.

La liste des principales filiales, coentreprises et entreprises associées est présentée en note 3.2.

Regroupements d'entreprises

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 3 « regroupements d'entreprises », les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition lorsque l'ensemble des activités et des actifs repris répond à la définition d'une entreprise, dont le contrôle est transféré au Groupe.

Selon cette méthode, les actifs acquis, les passifs et les passifs éventuels assumés sont évalués à leur juste valeur sauf exception. Les *goodwill* correspondent à la différence entre, d'une part, la juste valeur de la contrepartie transférée lors du regroupement d'entreprises augmentée, le cas échéant, de la juste valeur de la quote-part antérieurement détenue et de la valeur des participations ne donnant pas le contrôle, et, d'autre part, le montant des actifs identifiables acquis et des passifs et passifs éventuels assumés à la date d'acquisition. 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.

Pour chaque regroupement d'entreprises, le Groupe peut évaluer les participations ne conférant 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 conférant pas le contrôle.

En application de la norme IFRS 3 « regroupements d'entreprises » :

- les frais d'acquisition sont comptabilisés en autres produits et charges opérationnels non courants lorsqu'ils sont encourus ;
- les ajustements de prix d'acquisition conditionnels sont estimés initialement à leur juste valeur et inclus dans la contrepartie transférée. Passée la période d'évaluation de douze mois, ou si elles ne se rapportent pas à des faits et circonstances existant à la date d'acquisition, les variations de valeur ultérieures des passifs afférents sont comptabilisées en compte de résultat.

Acquisition d'actifs hors du champ d'application d'IFRS 3

Pour déterminer si un ensemble d'activités et d'actifs donné constitue une entreprise (« *business* »), et donc s'il y a regroupement d'entreprise et non acquisition d'un groupe d'actifs isolés, le Groupe évalue si les éléments de l'entité acquise incluent au minimum un intrant (« *input* ») et un processus substantiel, qui ensemble contribuent de manière significative à générer des biens et services.

Pour les entités projets qui ne produisent pas encore d'*outputs*, il est considéré en général qu'il n'y a pas de processus substantiels acquis dans la mesure où il n'y a pas de reprise d'employés et pas encore de contrats relatifs à l'exploitation de l'actif sous-jacent.

Le Groupe a choisi de procéder à « un test de concentration » qui permet d'évaluer si un ensemble d'activités et d'actifs acquis ne constitue pas une entreprise. Le test est concluant si la quasi-totalité des justes valeurs des actifs bruts acquis est concentrée en un unique actif identifiable ou un groupe d'actifs identifiables similaires. Dans le cadre de l'acquisition d'entités projets le test remplit ces conditions.

Dans la mesure où les processus acquis ne peuvent pas être considérés comme substantiels et où le test de concentration est rempli, les entités projets au stade de développement ne répondent pas à la définition d'une entreprise. Leur acquisition est donc comptabilisée comme l'acquisition d'un groupe d'actifs isolés en dehors du champ d'application d'IFRS 3.

Si l'opération est traitée comme une acquisition d'actifs isolés alors le coût d'acquisition (incluant les frais d'acquisition) doit être alloué aux actifs et passifs individuels identifiables d'après leurs justes valeurs relatives à la date d'acquisition, i.e. aucun *goodwill* ni impôt différé n'est comptabilisé. Dans ce cadre, le Groupe a choisi d'appliquer l'approche suivante :

- évaluer les actifs et passifs évalués initialement autrement qu'au coût selon les dispositions d'évaluation initiales des normes applicables à ceux-ci ;
- déduire la valorisation de ces actifs et passifs du coût d'acquisition ;
- puis allouer le coût d'acquisition résiduel aux différents actifs et passifs au prorata de leur juste valeur.

Actifs et passifs destinés à être cédés

Conformément à IFRS 5 « actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées », les actifs non courants (et les groupes destinés à être cédés) classés comme détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente.

Les actifs non courants et les groupes destinés à être cédés sont classés comme détenus en vue de la vente s'il est prévu que leur valeur comptable sera recouvrée par le biais d'une transaction de vente plutôt que par l'utilisation continue. Cette condition est remplie seulement lorsque la vente est hautement probable et que l'actif (ou le groupe destiné à être cédé) est disponible en vue de la vente immédiate dans son état actuel. La direction doit s'être engagée à l'égard de la vente, laquelle devrait répondre, dans l'année suivant son classement, aux critères de comptabilisation à titre de vente réalisée.

Lorsque le Groupe est engagé à l'égard d'un plan de cession impliquant la perte de contrôle d'une filiale, il classe tous les actifs et les passifs de cette filiale comme détenus en vue de la vente lorsque les critères établis ci-dessus sont remplis, que le Groupe conserve ou non une participation ne donnant pas le contrôle dans son ancienne filiale après la vente.

Lorsque le Groupe, notamment dans le cadre de son activité de *farm-down*, est engagé à l'égard d'un plan de vente impliquant la sortie d'une participation, ou d'une partie d'une participation, dans une entreprise associée, la participation ou la partie de la participation dans l'entreprise associée qui sera cédée est classée comme détenue en vue de la vente lorsque les critères susmentionnés sont remplis. Le Groupe cesse alors d'appliquer la méthode de la mise en équivalence pour cette partie qui est classée comme détenue en vue de la vente. Toute partie conservée d'une participation dans une entreprise associée qui n'a pas été classée comme détenue en vue de la vente continue d'être comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

NOTE 3.2. FILIALES ET ENTITÉS MISES EN ÉQUIVALENCE

Au 31 décembre 2023, le Groupe est composé de 444 sociétés consolidées (« méthode de l'intégration globale ») et de 3 sociétés comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Pour rappel, au 31 décembre 2022, le Groupe était composé de 362 sociétés consolidées (« méthode de l'intégration globale ») et de 5 sociétés comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

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 dette.

Au cours de l'exercice 2023, 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, du rapport de gestion et de la publication des comptes annuels.

Les filiales significatives du Groupe sont :

Méthode de consolidation	Dénomination sociale	Pays	Pourcentage d'intérêt 31/12/2023	Pourcentage d'intérêt 31/12/2022
Société mère	Neoen S.A.	France	Mère	Mère
Intégration globale	Altiplano Solar	Argentine	100%	100%
	La Puna Solar	Argentine	100%	100%
	Bulgana Windfarm	Australie	100%	100%
	Coleambally Solar	Australie	100%	100%
	Goyder Wind Farm 1 Pty	Australie	100%	100%
	Goyder Wind Farm 1B Pty	Australie	100%	100%
	Hornsedale Power Reserve	Australie	100%	100%
	HWF 1	Australie	70%	70%
	HWF 2	Australie	80%	80%
	HWF 3	Australie	80%	80%
	Kaban Wind Pty	Australie	100%	100%
	Numurkah Solar Farm	Australie	100%	100%
	Victorian Big Battery	Australie	100%	100%
	Western Downs Green Power Hub	Australie	100%	100%
	Capella Solar	El Salvador	100%	100%
	Providencia Solar	El Salvador	100%	100%
	Mutkalampi	Finlande	100%	100%
	Neoen Storage Finland 1 Oy	Finlande	100%	100%
	Centrale Eolienne du Pays entre Madon et Moselle	France	91%	100%
	Neoen International	France	100%	100%
	Neoen Production 1	France	100%	100%
	Neoen Production 2	France	100%	100%
	SPV AGS	France	100%	100%
	CSRTB Rio Maior, S.A.	France	100%	49%

NOTE 3.3. ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE

Dans le cadre de son développement, le Groupe 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*. Par ailleurs le Groupe procède de manière régulière mais sélective, à la cession totale ou d'une quote-part majoritaire de projets ou d'actifs de son portefeuille (*farm-down*).

Opérations de *farm-down* – cessions de titres de participations

Au cours de l'exercice 2023, le Groupe a réalisé les opérations de *farm-down* suivantes :

- la cession des titres de participation de la centrale solaire de Cabrela au Portugal à hauteur de 100 % le 22 février 2023 ;
- la cession des titres de participation de Centrale Solaire 3, Kertanguy, Torreilles et Zénith en France à hauteur de 100 % le 30 novembre 2023 ;
- la cession des titres de participation du projet en développement de Goorambat East Solar Farm en Australie, à hauteur de 100 % le 19 décembre 2023.

Les plus-values de cession afférentes ont été comptabilisées en « autres produits opérationnel courants » pour 48,6 millions d'euros (se référer à la note 9).

Acquisitions de trois parcs éoliens en France

Le 1^{er} janvier 2023, le Groupe a acquis 100 % des trois centrales éoliennes à Plouguin en Bretagne, d'une puissance cumulée de 14 MW, pour un montant (payé en numéraire) de 14,9 millions d'euros, auxquels s'ajoutent 0,5 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 3R « regroupements d'entreprises ».

L'évaluation des actifs et passifs acquis a conduit à comptabiliser des écarts d'évaluation sur actifs corporels pour un montant total de 13,5 millions d'euros au cours de l'exercice 2023.

Acquisitions de projets en développement

Les acquisitions de projets réalisées au cours de l'exercice 2023 ont été qualifiées d'acquisitions d'actifs isolés plutôt que de regroupements d'entreprises au sens de la norme IFRS 3 « regroupements d'entreprises ».

Les projets acquis et intégrés au périmètre de consolidation selon la méthode de l'intégration globale sont les suivants :

- acquisition à hauteur de 100 % des titres de participation de quatre projets de stockage au Canada ;
- acquisition à hauteur de 100 % des titres de participation de deux projets éoliens en France.

Le Groupe a alloué les prix d'acquisition aux différents actifs identifiables acquis et passifs repris, ce qui a conduit à comptabiliser des actifs incorporels pour 2,8 millions d'euros au cours de l'exercice 2023.

Rachat de participations ne donnant pas le contrôle

Le 7 juillet 2023, le Groupe a acquis la participation des actionnaires minoritaires de l'entité portugaise Rio Maior, portant ainsi sa participation de 49 % à 100 %.

Autres cessions et liquidations

Aucune autre cession ou liquidation d'entité significative n'a eu lieu au cours de l'exercice 2023.

NOTE 3.4. ACTIFS ET PASSIFS DESTINÉS À ÊTRE CÉDÉS

Au 31 décembre 2023, les actifs et passifs destinés à être cédés présentés dans l'état de la situation financière consolidée correspondent à ceux de la centrale solaire de Metoro au Mozambique et de sa holding NP Investment II au Portugal, dont la cession est en cours (se référer à la note 1.3).

Au 31 décembre 2022, les actifs et passifs destinés à être cédés présentés sur l'état de la situation financière consolidée correspondaient uniquement à ceux de la centrale solaire de Cabrela au Portugal, dont le Groupe a finalisé la cession le 22 février 2023, dans le cadre de l'activité de *farm-down* (se référer à la note 3.3).

Les principales catégories d'actifs et de passifs, classés en actifs et passifs destinés à la vente sont les suivantes :

En millions d'euros	31.12.2023	31.12.2022
Actifs non courants	27,9	22,3
Actifs courants	2,7	0,6
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4,3	3,9
Actifs destinés à être cédés	34,9	26,8
Passifs non courants	4,4	25,7
Passifs courants	33,6	2,5
Passifs destinés à être cédés	38,0	28,2

NOTE 4. INFORMATION SECTORIELLE

Principe comptable

Selon IFRS 8, un secteur opérationnel est une composante d'une entreprise :

- qui s'engage dans des activités susceptibles de lui faire percevoir des produits et supporter des charges ;
- dont les résultats opérationnels sont régulièrement suivis par le principal décideur opérationnel ;
- pour laquelle des informations financières distinctes sont disponibles.

Conformément à la norme IFRS 8 « secteurs opérationnels », l'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne et du *reporting* utilisé par les membres du Comité de direction et du Conseil d'Administration, principaux décideurs opérationnels du Groupe.

Le Groupe a retenu la répartition suivante pour ses secteurs opérationnels :

- solaire : ce secteur correspond à l'activité de production d'énergie photovoltaïque ;
- éolien : ce secteur correspond à l'activité de production d'énergie éolienne ;
- stockage : ce secteur correspond à l'activité liée aux batteries indépendantes, directement connectées au réseau ;
- *farm-down* : ce secteur correspond à la cession totale ou d'une quote-part majoritaire de projets ou d'actifs de son portefeuille ;
- développement et investissements : ce secteur correspond principalement aux activités de développement et de financement.

Les principaux indicateurs financiers publiés sont également détaillés par zones géographiques. Ces dernières sont définies ci-après :

- Australie : cette zone regroupe les activités de production en Australie ;
- 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.

EBITDA ajusté

L'EBITDA ajusté est utilisé dans l'évaluation de la performance car le Comité de direction et le Conseil d'administration jugent que cette information est la plus pertinente pour comprendre les résultats de chaque secteur par rapport à celle d'autres entités intervenant dans ces activités.

La notion d'EBITDA ajusté correspond au résultat opérationnel courant, qui inclut les produits nets de cessions de projets ou d'actifs du portefeuille résultant de l'activité de *farm-down*, retraité :

- des dotations aux amortissements opérationnels courants ;
- de la charge de personnel résultant de l'application de la norme IFRS 2 « paiement fondé sur des actions » ;
- et des variations de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie (se référer à la note 20.3) enregistrées en autres produits et charges opérationnels courants.

Le Groupe conclut des contrats d'achat d'électricité de moyen et long terme avec des contreparties commerciales, dits « *Corporate Power Purchase Agreements* » (« CPPA »). Parmi ceux-ci, certains prévoient un règlement financier entre les parties et sont des instruments financiers dérivés au sens de la norme IFRS 9 « instruments financiers ». La variation de juste valeur de ces contrats, qui n'ont pas été qualifiés d'instruments de couverture, est comptabilisée en résultat opérationnel courant dans les états financiers du Groupe. Cette variation, associée à l'évolution des prix de marché de l'électricité, a un caractère volatil et non maîtrisable, et est appelée à s'éteindre au moment de la livraison de la production physique sous-jacente. Le Groupe a donc décidé de retraiter la variation de juste valeur de ces instruments financiers dérivés énergie (qui est par ailleurs sans incidence en trésorerie) de l'EBITDA et de l'EBIT, indicateurs alternatifs de performance retenus dans son information sectorielle (se référer à la note 20.4).

La réconciliation entre le résultat opérationnel courant et l'EBITDA ajusté est la suivante :

<i>(En millions d'euros)</i>	Exercice 2023	Exercice 2022
Résultat opérationnel courant	383,3	262,1
Amortissements opérationnels courants	176,0	151,0
Charge IFRS 2	4,2	3,8
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(88,6)	(2,8)
EBITDA ajusté	474,8	414,0

EBIT ajusté

La réconciliation entre le résultat opérationnel courant et l'EBIT ajusté est la suivante :

<i>(En millions d'euros)</i>	Exercice 2023	Exercice 2022
Résultat opérationnel courant	383,3	262,1
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(88,6)	(2,8)
EBIT ajusté	294,7	259,3

Information sectorielle

Les résultats sectoriels de l'exercice 2023 et de l'exercice 2022 pour chacun des segments opérationnels du Groupe (solaire, éolien, stockage, *farm-down*, développement et investissements), y compris éliminations sont présentés ci-dessous.

En millions d'euros		Éolien	Solaire	Stockage	Farm-down	Développement & Investissements ⁽²⁾	Éliminations ⁽³⁾	Exercice 2023
AUSTRALIE	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	98,1	63,0	46,2	-	-	-	207,3
	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	78,8	67,4	45,7	4,4	-	-	196,3
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	48,7	44,2	23,9	4,4	-	-	121,2
	Bilan							
	Immobilisations corporelles et incorporelles	1 353,9	716,0	533,9	-	-	-	2 603,8
	Tableau des flux de trésorerie							
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	337,6	21,6	183,4	-	-	-	542,6
EUROPE-AFRIQUE	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	153,1	72,2	10,9	-	-	-	236,2
	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	119,6	66,8	8,0	44,2	-	-	238,6
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	75,9	46,0	6,2	44,2	-	-	172,2
	Bilan							
	Immobilisations corporelles et incorporelles	1 428,8	973,0	62,0	-	-	-	2 463,8
	Tableau de flux de trésorerie							
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	150,7	281,1	34,3	-	-	-	466,1
AMÉRIQUES	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	-	78,6	-	-	-	-	78,6
	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	(0,0)	74,6	-	-	-	-	74,6
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	(0,0)	47,9	-	-	-	-	47,9
	Bilan							
	Immobilisations corporelles et incorporelles	0,0	852,3	-	-	-	-	852,3
	Tableau des flux de trésorerie							
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	0,0	72,6	-	-	-	-	72,6
TOTAL	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	251,2	213,7	57,1	-	123,6	(121,3)	524,4
	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	198,4	208,8	53,7	48,6	(3,2)	(31,4)	474,8
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	124,6	138,1	30,2	48,6	(16,4)	(30,3)	294,7
	Bilan							
	Immobilisations corporelles et incorporelles	2 782,7	2 541,4	595,9	-	34,5	(183,7)	5 770,8
	Tableau des flux de trésorerie							
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	488,4	375,2	217,7	-	(2,0)	(36,9)	1 042,3

(1) Les notions d'EBITDA ajusté et d'EBIT ajusté sont définies ci-dessus.

(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 (éliminées en consolidation, à l'exception des montants facturés aux participations du Groupe qui ne sont pas consolidées) 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».

En millions d'euros		Éolien	Solaire	Stockage	Farm-down	Développement & Investissements ⁽²⁾	Éliminations ⁽³⁾	Exercice 2022
AUSTRALIE	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	84,5	53,1	80,2	-	-	-	217,8
	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	71,9	73,9	61,9	-	-	-	207,6
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	45,6	56,1	38,8	-	-	-	140,5
	Bilan							
	Immobilisations corporelles et incorporelles	1 048,8	708,4	327,4	-	-	-	2 084,6
EUROPE-AFRIQUE	Tableau des flux de trésorerie							
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	315,8	147,3	89,5	-	-	-	552,6
	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	132,1	64,4	11,4	-	-	-	208,0
	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	106,9	50,9	6,2	16,4	-	-	180,4
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	76,5	32,4	4,8	16,4	-	-	130,2
AMÉRIQUES	Bilan							
	Immobilisations corporelles et incorporelles	1 335,2	717,3	25,7	-	-	-	2 078,1
	Tableau de flux de trésorerie							
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	413,8	129,5	5,7	-	-	-	549,0
	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	-	76,6	-	-	-	-	76,6
TOTAL	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	-	56,8	-	-	-	-	56,8
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	-	30,0	-	-	-	-	30,0
	Bilan							
	Immobilisations corporelles et incorporelles	7,1	819,4	-	-	-	-	826,5
	Tableau des flux de trésorerie							
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	0,3	29,9	-	-	-	-	30,2
TOTAL	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	216,6	194,1	91,6	-	82,3	(81,4)	503,2
	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	178,6	181,6	68,1	16,4	(8,4)	(22,3)	414,0
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	122,0	118,6	43,6	16,4	(20,5)	(20,9)	259,3
	Bilan							
	Immobilisations corporelles et incorporelles	2 391,1	2 245,0	353,1	-	30,5	(162,3)	4 857,4
TOTAL	Tableau des flux de trésorerie							
	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	729,9	306,7	95,1	-	8,4	(28,9)	1 111,2

(1) Les notions d'EBITDA ajusté et d'EBIT ajusté sont définies ci-dessus.

(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 (éliminées en consolidation, à l'exception des montants facturés aux participations du Groupe qui ne sont pas consolidées) 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».

Au titre des informations complémentaires, les indicateurs ci-dessous sont ventilés par zone d'implantation des entités consolidées :

En millions d'euros	Chiffre d'affaires		Immobilisations corporelles et incorporelles	
	Exercice 2023	Exercice 2022	Exercice 2023	Exercice 2022
Australie	207,3	217,8	2 553,8	2 064,6
France	152,6	120,5	1 239,9	1 069,2
Reste du monde	164,5	164,9	1 977,1	1 723,6
Total	524,4	503,2	5 770,8	4 857,4

NOTE 5. VENTES

NOTE 5.1. CHIFFRE D'AFFAIRES

Principes comptables

Le chiffre d'affaires est comptabilisé lorsque chaque obligation de performance est satisfaite, à savoir lorsque le contrôle du bien ou du service est transféré au client pour le montant que le Groupe s'attend à recevoir. Les produits des activités ordinaires figurent nets de rabais et de remises.

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement :

- de ventes d'électricité produite par les centrales éoliennes et photovoltaïques ;
- de ventes d'électricité et de services produits par les unités de stockage (service de régulation de fréquence, d'inertie ou de réserve de capacité et de déplacement d'énergie (*Load shifting*) ou arbitrage) ;
- de ventes de certificats verts proportionnels à la production, selon la réglementation applicable ;
- d'autres prestations de supervision et administratives.

Vente d'électricité et certificats verts

Le Groupe distingue les revenus sous contrats, majoritairement long terme, de ceux provenant des ventes à court terme sur le marché. L'énergie est vendue :

- soit conformément aux différents contrats dont les prix de vente sont définis par décret, dans le cadre d'appels d'offres, ou encore à l'issue de négociations bilatérales ;
- soit sur le marché.

Le chiffre d'affaires est reconnu en fonction des quantités produites et / ou injectées au cours de la période. Le chiffre d'affaires des ventes de certificats verts est reconnu lors de la livraison physique, i.e. à la date de transfert de propriété.

Ventilation du chiffre d'affaires

En millions d'euros					Exercice 2023					Exercice 2022
Solaire	Éolien	Stockage	Autre			Solaire	Éolien	Stockage	Autre	
Électricité	146,7	161,4	-	-	308,1	138,9	134,4	-	-	273,3
Certificats verts	31,3	43,3	-	-	74,6	17,7	18,2	-	-	35,9
Ventes d'énergies sous contrat	178,0	204,7	-	-	382,7	156,5	152,7	-	-	309,2
Électricité	25,4	35,6	42,6	-	103,6	30,4	58,0	73,5	-	161,9
Certificats verts	7,8	8,0	-	-	15,8	6,0	3,7	-	0,0	9,7
Ventes d'énergies sur le marché	33,2	43,5	42,6	0,0	119,4	36,3	61,7	73,5	0,0	171,5
Prestations de services ⁽¹⁾	-	-	-	2,1	2,1	-	-	-	0,6	0,6
Autres prestations ⁽²⁾	2,5	3,0	14,5	0,2	20,2	1,2	2,3	18,1	0,3	21,9
Autres produits	2,5	3,0	14,5	2,3	22,3	1,2	2,3	18,1	0,9	22,5
Total Chiffres d'affaires	213,7	251,2	57,1	2,3	524,4	194,1	216,6	91,6	0,9	503,2

(1) Il s'agit principalement de prestations de gestion administrative, de supervision, ou encore de développement, pour des entités hors groupe.

(2) Correspond principalement à des services fournis aux réseaux par les batteries australiennes.

NOTE 5.2. CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

Principes comptables

Créances clients et comptes rattachés

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) et de manière minoritaire, mais croissante, dans le cadre de contrats bilatéraux conclus avec des contreparties commerciales. Il procède aussi, pour la fraction non contractée de sa capacité installée, à des ventes d'électricité sur le marché.

Les créances constatées en date de clôture correspondent essentiellement à des factures non échues de vente d'électricité et de certificats verts. À cela s'ajoutent des indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de certains actifs.

Compte tenu de la qualité des signataires des contrats de vente d'électricité, le Groupe considère que le risque de crédit lié aux créances clients est négligeable.

Dépréciations des créances clients et comptes rattachés

La norme IFRS 9 « Instruments financiers » 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 2023, le Groupe a effectué une revue, sur la base de la qualité et de la solvabilité des clients de son portefeuille de créances commerciales. Au regard de la nature de ses activités et de ses clients aucune « perte attendue » n'a été identifiée étant donnée la nature des créances en portefeuille.

Composition des créances clients et comptes rattachés

En millions d'euros

	31.12.2023	31.12.2022
Valeur nette des clients et comptes rattachés - en début de période	106,6	81,6
Variations liées à l'activité	14,2	25,9
Variations de périmètre	(1,9)	(1,7)
Reclassements et autres	(1,2)	(0,3)
Effet de la variation des taux de change	(2,5)	1,1
Valeur nette des clients et comptes rattachés - en fin de période	115,2	106,6

Le bilan ne présentait aucune créance client échue significative au 31 décembre 2023 ainsi qu'au 31 décembre 2022.

NOTE 6. ACHATS ET STOCKS

NOTE 6.1. ACHATS DE MARCHANDISES ET VARIATION DE STOCKS

Les achats de marchandises et les variations de stocks, au cours de l'exercice 2023, se composent principalement :

- d'achats pour (4,5) millions d'euros ;
- des variations de stocks de certificats verts générés par des centrales en Australie, en Finlande et au Mexique pour (0,4) millions d'euros.

Ce poste comprenait sur l'exercice 2022 des achats pour (3,9) millions d'euros, et des variations de stocks de certificats verts pour 1,7 million d'euros.

NOTE 6.2. STOCKS

Principes comptables

Dans certaines géographies, 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* - PPA) avec leurs contreparties, ont vocation à être vendus sur le marché.

Ces certificats verts font l'objet d'une comptabilisation en stocks, conformément aux principes fixés par la norme IAS 2 « stocks », et ce jusqu'à leur transfert physique auprès de contreparties externes, au fil des mois suivants leur production concernant les ventes sur les marchés de gré à gré, ou dans le cadre de ventes à terme (principalement en Australie). Ce transfert physique déclenche la reconnaissance du produit associé en chiffre d'affaires.

Les 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.

Composition des stocks

Les stocks s'élèvent à 9,8 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 10,6 millions d'euros au 31 décembre 2022. Ils incluent principalement des stocks de certificats verts en Australie, en Finlande et au Mexique.

NOTE 6.3. CHARGES EXTERNES

En millions d'euros

	Exercice 2023	Exercice 2022
Entretien et réparations	(49,6)	(35,9)
Autres charges externes	(73,0)	(75,8)
Total charges externes	(122,6)	(111,7)

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 de connexion aux réseaux, coûts associés à la gestion de la fréquence du réseau, assurances) ;
- des achats d'électricité par des installations de stockage dédiées ;
- des frais de structure (honoraires, consulting, sous-traitance, informatique, assurance) ;
- et des charges de développement non activées car ne répondant pas aux critères d'activation définis par la norme IAS 38 « immobilisations incorporelles ».

La hausse des charges externes s'explique essentiellement par la croissance des activités du Groupe.

NOTE 6.4. FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

En millions d'euros	31.12.2023	31.12.2022
Fournisseurs	58,0	60,3
Fournisseurs d'immobilisations	328,7	182,1
Fournisseurs et comptes rattachés - en fin de période	386,6	242,4

Les fournisseurs d'immobilisations comprennent essentiellement des dettes relatives à la construction des centrales. La variation de la période de +146,6 millions d'euros correspond principalement à une augmentation des dettes de +133,5 millions d'euros en Australie, +19,0 millions d'euros en France et +9,4 millions d'euros au Portugal, partiellement compensée par une baisse de -17,0 millions d'euros en Finlande, et ce en lien avec les calendriers de construction des centrales solaires, éoliennes et des installations de stockage dédiées.

NOTE 7. CHARGES ET AVANTAGES AU PERSONNEL

NOTE 7.1. 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 charges 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 n'a pas d'obligation au-delà du versement des cotisations à différents organismes sociaux.

Les cotisations à payer à un régime à cotisations définies sont comptabilisées en charges lorsque le service correspondant est rendu.

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 pour laquelle un passif est calculé. Le calcul du passif 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.

Charges de personnel

Sur l'exercice 2023, les charges de personnel s'élèvent à (24,9) millions d'euros contre (23,6) millions d'euros sur l'exercice 2022. L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'augmentation des effectifs du Groupe.

Compte tenu de l'âge moyen des effectifs du Groupe, il n'a pas été constaté de passif au titre des avantages du personnel à prestations définies, la provision n'étant pas matérielle en date de clôture.

NOTE 7.2. RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

Les dirigeants représentent les membres du comité exécutif du Groupe.

En millions d'euros

	Exercice 2023	Exercice 2022
Avantages du personnel à court terme	3,6	3,0
Paielements fondés sur des actions	3,1	3,1
Rémunérations des dirigeants	6,8	6,0

NOTE 7.3. PAIEMENTS FONDÉS 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. S'agissant de plans réglés en instruments de capitaux propres, la juste valeur est déterminée en date d'attribution.

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.

Le montant comptabilisé en charges est ajusté pour refléter le nombre de droits pour lesquels il est estimé que les conditions de service et de performance hors marché seront remplies, de telle sorte que le montant comptabilisé in fine est basé sur le nombre réel de droits qui remplissent les conditions de service et les conditions de performance hors marché à la date d'acquisition.

Pour les droits à paiement fondé sur des actions assortis d'autres conditions, l'évaluation à la juste valeur à la date d'attribution reflète ces conditions et les écarts entre l'estimation et la réalisation ne donnent lieu à aucun ajustement ultérieur.

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. 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.

Composition des plans de souscription d'actions

	Plan 2018	Plan 2018	TOTAL
Date de l'AG	29/05/2018	04/07/2018	
Date de la décision du Président	30/05/2018	05/07/2018	
Nombre total d'actions pouvant être souscrites ou achetées	45 000	65 000	
Début de la période d'exercice des options	31/05/2021	06/10/2020	
Date d'expiration de la période d'exercice	30/05/2023	05/07/2023	
Prix de souscription ou d'achat	10,00 €	10,00 €	
Prix de souscription ou d'achat ajusté après l'augmentation de capital du 9 avril 2021 ⁽¹⁾	9,25 €	9,25 €	
Prix de souscription ou d'achat ajusté après l'augmentation de capital du 29 mars 2023 ⁽²⁾	8,50 €	8,50 €	
Nombre d'options			
Existantes au 1^{er} janvier 2022	27 025	33 835	60 860
Notifiées	-	-	-
Annulées	-	-	-
Exercées	11 215	23 025	34 240
Existantes au 1^{er} janvier 2023	15 810	10 810	26 620
Notifiées	-	-	-
Annulées	5 881	-	5 881
Exercées	11 321	11 674	22 995
Ajustement après l'augmentation de capital du 29 mars 2023 ⁽²⁾	1 392	864	2 256
Existantes au 31 décembre 2023	-	-	-

Pour évaluer la juste valeur de 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.

Composition des plans d'attribution d'actions gratuites

	Plan 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Plan 2023	TOTAL
Date de l'AG	02/10/2018	26/05/2020	26/05/2020	25/05/2021	25/05/2021	
Date de la décision d'attribution du Président / Conseil d'administration	10/07/2019	02/07/2020	10/03/2021	14/03/2022	28/02/2023	
Nombre total d'actions attribuées gratuitement	297 000	140 000	272 302	164 046	221 766	
Date d'acquisition des actions	11/07/2022	03/07/2023	11/03/2024	14/03/2025	28/02/2026	
Date de fin de période de conservation	-	-	-	-	-	
Nombre d'actions attribuées gratuitement						
Existantes au 1^{er} janvier 2022	295 445	145 948	285 252	-	-	726 645
Notifiées	-	-	-	164 046	-	164 046
Annulées	2 703	30 657	5 946	-	-	39 306
Attribuées définitivement	292 742	-	-	-	-	292 742
Existantes au 1^{er} janvier 2023	-	115 291	279 306	164 046	-	558 643
Notifiées	-	-	-	-	221 766	221 766
Annulées	-	-	8 922	4 986	9 130	23 038
Attribuées définitivement	-	125 443	-	-	-	125 443
Ajustement après l'augmentation de capital du 29 mars 2023 ⁽²⁾	-	10 152	24 596	14 234	19 536	68 518
Existantes au 31 décembre 2023	-	-	294 980	173 294	232 172	700 446

(1) À la suite de l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, réalisée le 9 avril 2021, et conformément aux dispositions légales applicables et aux stipulations des plans d'actions attribuées gratuitement et des plans d'options de souscription d'actions, le président-directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des droits des bénéficiaires d'actions gratuites et d'options de souscription d'actions (coefficient de 1,081).

(2) À la suite de l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, réalisée le 29 mars 2023, et conformément aux dispositions légales applicables et aux stipulations des plans d'actions attribuées gratuitement et des plans d'options de souscription d'actions, le président-directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des droits des bénéficiaires d'actions gratuites et d'options de souscription d'actions (coefficient de 1,088).

La charge liée à l'attribution d'actions gratuites et d'options de souscription d'actions s'élève à (4,2) millions d'euros sur l'exercice 2023 contre (3,8) millions d'euros sur l'exercice 2022.

NOTE 8. IMPÔTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS

Conformément à la norme IFRIC 21, le Groupe comptabilise les taxes dès leur exigibilité d'un point de vue fiscal. La charge associée aux impôts, taxes et versements assimilés s'élève à (13,7) millions d'euros sur l'exercice 2023 contre (10,0) millions d'euros sur l'exercice 2022.

NOTE 9. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS COURANTS

Principes comptables

Les autres produits et charges opérationnels courants comprennent principalement :

- la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie non-qualifiés de couverture, au titre de contrats de vente d'électricité auprès de contreparties commerciales (*Corporate Power Purchase Agreements* – CPPA) conclus en vue de la couverture économique du risque associé à la variation des prix de l'électricité et relatifs à la production de certaines centrales ;
- les plus-values de cession de projets ou d'actifs du portefeuille, réalisées dans le cadre de l'activité de *farm-down*. Ces plus-values correspondent aux produits de cession diminués de la valeur comptable de l'actif net des entités cédées, et des frais de cession. En cas de complément de prix éventuel à recevoir en trésorerie dans le futur, celui-ci est comptabilisé dans ce même poste à sa juste valeur à la date de cession, puis réévalué à chaque clôture jusqu'à son paiement ou son extinction. Lorsque le Groupe conserve une quote-part minoritaire dans l'entité projet, la réévaluation à sa juste valeur de la quote-part conservée est également incluse dans ce poste ;
- 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, ainsi que des pénalités résultant de retards dans la mise en service de centrales ou dans le démarrage de contrats de vente d'électricité conclus par des centrales du Groupe.

Autres produits et charges opérationnels courants

En millions d'euros	Exercice 2023	Exercice 2022
Variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	88,6	2,8
<i>Farm-down</i>	48,6	16,4
Autres produits opérationnels courants	66,3	40,9
Autres charges opérationnelles courantes	(2,6)	(3,4)
Total autres produits et charges opérationnels courants	200,8	56,8

La variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie est associée à des *Corporate Power Purchase Agreements* (« CPPA ») non-qualifiés de couverture, conclus en vue de la couverture économique du risque associé à la variation des prix de l'électricité en Finlande pour 42,9 millions d'euros (contre (42,9) millions d'euros en 2022), en Australie pour 34,1 millions d'euros (contre 45,7 millions d'euros en 2022), en France pour 7,3 millions d'euros (nouveaux contrats) et en Suède pour 4,2 millions d'euros (nouveaux contrats).

Les produits de *farm-down* comptabilisés au cours de l'exercice 2023, correspondent aux cessions à 100 % de la centrale solaire de Cabrela au Portugal pour un produit net de cession de 27,3 millions d'euros, de quatre centrales solaires en exploitation en France pour un produit net de cession de 16,8 millions d'euros, ainsi que du projet de centrale solaire en développement de Goorambat en Australie pour un produit net de cession de 4,4 millions d'euros. En 2022, les produits de *farm-down* correspondaient principalement à la cession de 95 % de la centrale éolienne de Saint-Sauvant en France, pour un produit net de cession de 15,2 millions d'euros et 1,2 million d'euros de réévaluation de la quote-part de 5 % conservée.

Les autres produits opérationnels courants comptabilisés au cours de l'exercice 2023 correspondent principalement à 54,0 millions d'euros de compensations contractuelles consécutives aux pertes de revenus résultant de retards dans la mise en service de certaines centrales, du fait des contractants EPC chargés de leur construction. À cela s'ajoutent, 6,5 millions d'euros d'indemnités d'assurance au titre de pertes de revenus. En 2022, les autres produits opérationnels courants se composaient de compensations contractuelles consécutives aux pertes de revenus résultant de retards dans la mise en service de certaines centrales, du fait des contractants EPC chargés de leur construction à hauteur de 25,9 millions d'euros, et d'une exonération partielle de pénalités reconnues historiquement au titre de contrats de vente d'électricité pour 12,1 millions d'euros.

NOTE 10. ÉLÉMENTS NON COURANTS DE L'ACTIVITÉ OPÉRATIONNELLE

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, en dehors des opérations de *farm-down* ;
- 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 3.3 et 12.1).

Composition des éléments non courants de l'activité opérationnelle

En millions d'euros	Exercice 2023	Exercice 2022
Frais de développement antérieurs	(6,8)	(4,0)
Résultat des cessions d'actifs	(1,6)	0,1
Autres produits	0,3	0,0
Autres charges	(0,4)	0,0
Autres produits et charges opérationnels non courants	(8,5)	(3,8)
Dépréciations des coûts de développement activés	(4,9)	(15,7)
Autres dépréciations d'actifs	(12,1)	(13,1)
Reprises de dépréciations des coûts de développement activés	4,8	1,6
Reprises de perte de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles	1,9	-
Dépréciations d'actifs non courants	(10,5)	(27,3)

Autres produits et charges opérationnels non courants

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.

Dépréciations d'actifs non courants

En 2023, les dépréciations des coûts de développement activés concernent essentiellement la dépréciation de projets au Guatemala, en Irlande, en Australie et en France. En 2022, les dépréciations des coûts de développement activés concernaient principalement des pertes de valeurs relatives à la centrale de Metoro au Mozambique pour (8,8) millions d'euros (se référer à la note 1.3), et à un projet intégré en Australie, ayant perdu en compétitivité du fait de la réalisation d'un autre projet dans le même secteur géographique, pour (2,5) millions d'euros.

Les autres dépréciations d'actifs en 2023 correspondent à la constatation des pertes de valeurs sur la centrale d'El Llano au Mexique pour (8,2) millions d'euros et sur la centrale de Degruissa en Australie pour (3,9) millions d'euros, contre (11,1) millions d'euros en 2022 qui correspondaient à la perte de valeur comptabilisée sur les actifs de la centrale de Metoro au Mozambique (se référer à la note 1.3).

Les reprises de dépréciation des coûts de développement activés concernent essentiellement les projets abandonnés par le Groupe.

En 2023, les reprises de perte de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles, correspondent à une reprise de perte de valeur sur un actif corporel cédé aux États-Unis.

NOTE 11. IMPÔTS

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, en autres éléments du résultat global 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 imposables générées par la comptabilisation initiale d'un *goodwill* ;
- les différences temporelles liées à 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 ;
- les différences temporelles liées à des participations dans des filiales, coentreprises et entreprises associées dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat, sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en autres éléments du résultat global, notamment au titre de la comptabilisation de juste valeur des instruments de couverture, ou en capitaux propres.

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 est comptabilisé de façon systématique dans la limite du renversement des différences temporelles imposables. Au-delà, il 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. 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.

Le Groupe n'a actuellement aucune incertitude fiscale significative dans le champ d'application d'IFRIC 23 « incertitude relative aux traitements fiscaux ».

Autres impôts et taxes

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 entrainait dans le champ d'application de la norme IAS 12 « impôts sur le résultat ».

NOTE 11.1. IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	Exercice 2023	Exercice 2022
Résultat avant impôts	211,6	78,3
Impôts sur les résultats	(64,2)	(32,6)
Impôts exigibles	(22,2)	(22,6)
Impôts différés	(41,9)	(10,0)
Taux effectif d'impôt	30,3%	41,6%

La charge d'impôt s'élève à (64,2) millions d'euros en 2023 contre (32,6) millions d'euros en 2022, en lien avec la croissance du résultat avant impôt. Le taux effectif d'impôt s'établit à 30,3% en 2023 contre 41,6% en 2022.

L'impôt exigible est stable à (22,2) millions d'euros en 2023, contre (22,6) millions d'euros en 2022. Il est composé de :

- (17,7) millions d'euros d'impôt sur les sociétés en 2023 contre (16,2) millions d'euros en 2022 ;

- (3,9) millions d'euros de retenues à la source en 2023, utilisées en crédits d'impôts à hauteur de 3,4 millions d'euros, contre (5,5) millions d'euros en 2022, utilisées en crédits d'impôts à hauteur de 4,8 millions d'euros ;

- (0,6) million d'euros de cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) en 2023, contre (0,9) million d'euros en 2022.

La différence entre la charge d'impôt effective et la charge d'impôt théorique s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Exercice 2023	Exercice 2022
Résultat avant impôts	211,6	78,3
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,0%	25,0%
Charge théorique d'impôt	(52,9)	(19,6)
Différences de taux d'imposition	0,9	(4,6)
Différences permanentes	(1,0)	(1,1)
Impôts sans bases	(0,8)	(2,3)
Variations d'actifs d'impôts (dont impôts sur déficits reportables)	(8,7)	(5,5)
Déficits fiscaux générés sur la période non activés	(2,3)	(2,0)
Imputations de déficits antérieurs non activés	0,5	2,6
Autres	0,2	(0,2)
Charge réelle d'impôt	(64,2)	(32,6)

En 2023, la différence de (11,3) millions d'euros entre la charge d'impôt théorique de (52,9) millions d'euros et la charge réelle d'impôt de (64,2) millions d'euros s'explique principalement par :

- des différences permanentes pour (1,0) million d'euros net, comprenant essentiellement les trois éléments suivants :
 - l'impact des opérations de *farm-down* pour 10,5 millions d'euros, celles-ci relevant majoritairement de l'application de régimes des plus-values long terme ;
 - l'incidence des évolutions au titre des taux de change et de l'hyperinflation en Argentine et au Mexique pour (7,1) millions d'euros, ne donnant pas lieu à économies d'impôt ;
 - l'effet des charges encourues au titre de l'application de la norme IFRS 2 « paiements en actions » pour (1,0) million d'euros ;
- des impôts sans bases pour (0,8) million d'euros, qui correspondent principalement à la CVAE et à des retenues à la source non utilisables en tant que crédit d'impôt ;
- l'incidence de la dépréciation d'actifs ayant affecté la centrale d'El Llano, pour laquelle aucune économie d'impôt n'a été reconnue, ainsi que des limitations d'actifs d'impôts différés, totale (Mexique) ou partielle (Argentine), pour (8,7) 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'actifs d'impôts différés au titre de certaines pertes fiscales, pour un montant net de (1,8) million d'euros ;
- des différences entre le taux d'imposition de la société mère et le taux d'imposition des filiales étrangères pour 0,9 million d'euros.

En 2022, la différence de (13,0) millions d'euros entre la charge d'impôt théorique de (19,6) millions d'euros et la charge réelle d'impôt de (32,6) millions d'euros en 2022 s'expliquait principalement par :

- des différences entre le taux d'imposition de la société mère et le taux d'imposition des filiales étrangères pour (4,6) millions d'euros ;
- des différences permanentes pour (1,1) million d'euros. Elles intégraient essentiellement :
 - l'impact des opérations de *farm-down* (1,4 million d'euros) correspondant à la plus-value de cession consolidée de la centrale Saint-Sauvant ;
 - l'effet des charges encourues au titre de l'application de la norme IFRS 2 « paiements en actions » pour (1,6) million d'euros ;
 - l'incidence de produits ne donnant pas lieu à une charge d'impôt dans plusieurs géographies pour un total de 1,8 million d'euros ;
- des impôts sans bases pour (2,3) millions d'euros qui correspondaient principalement à la CVAE et à des retenues à la source non utilisables en tant que crédit d'impôt ;
- l'incidence de la perte de valeur de la centrale solaire Metoro au Mozambique pour (5,8) 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'actifs d'impôts différés au titre de certaines pertes fiscales, pour un montant net (1,8) million d'euros ;
- l'utilisation de déficits antérieurement non reconnus pour 2,6 millions d'euros, principalement au Mexique.

NOTE 11.2. IMPÔTS DIFFÉRÉS

Les impôts différés actifs et passifs inscrits au bilan ont pour origine les éléments suivants :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2023	31.12.2022
Immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles	(387,1)	(262,9)
Instruments financiers	(81,8)	(81,0)
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	196,7	112,3
Dettes locatives	78,3	66,0
Provisions pour démantèlement	39,5	30,3
Autres éléments	6,1	(1,9)
Impôts différés nets	(148,1)	(137,2)
<i>Impôts différés actif</i>	77,9	56,8
<i>Impôts différés passif</i>	226,0	194,0

La variation des stocks d'impôts différés sur les immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles provient essentiellement de la différence entre la durée d'amortissement fiscale et la durée d'amortissement comptable de certaines immobilisations.

La variation des impôts différés sur déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés de + 84,4 millions d'euros s'explique essentiellement par :

- la reconnaissance de nouveaux actifs d'impôts différés pour 98,2 millions d'euros, majoritairement en Australie ;
- des consommations de déficits pour (13,8) millions d'euros dont principalement en Australie pour (8,6) millions d'euros et en France pour (5,2) millions d'euros.

Le montant des stocks de déficits ordinaires non reconnus au 31 décembre 2023 s'élève à 6,1 millions d'euros, correspondant à un stock d'impôt différé de 1,2 million d'euros.

La variation des impôts différés s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Impôts différés actifs	Impôts différés passifs	Total
Impôts différés nets - en début de période	56,8	194,0	(137,2)
Comptabilisés en résultat net	95,8	137,7	(41,9)
Comptabilisés en autres éléments du résultat global	11,2	(17,3)	28,5
Effet des variations de périmètre	(2,1)	(4,6)	2,5
Compensation des impôts différés	(83,8)	(83,8)	0,0
Impôts différés nets - en fin de période	77,9	226,0	(148,1)

NOTE 12. *GOODWILL*, IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

NOTE 12.1. *GOODWILL*

Principes comptables

Goodwill

Se reporter à la note 3.1 – Principes comptables.

Dépréciation

Se reporter aux principes comptables de la note 13 – Dépréciation des *goodwills* et des immobilisations.

Le *goodwill* présenté est lié à l'acquisition en 2019 de centrales éoliennes irlandaises en exploitation.

NOTE 12.2. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Principes comptables

Les principales immobilisations incorporelles comptabilisées par le Groupe concernent les dépenses liées au développement des projets. L'activation des dépenses liées au développement des projets est réalisée en conformité avec la norme IAS 38 « immobilisations incorporelles ». Les coûts directs et indirects, externes ou internes, de développement sont immobilisés à partir du moment où les critères d'activation sont remplis. Ces 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'amoindrit 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 « Études » 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 de la centrale, 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 30 ans, en ligne avec la durée d'utilité estimée des centrales de production d'énergies et des installations de stockage.

Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros		Frais de développement immobilisés - Opération	Frais de développement immobilisés - Études ⁽³⁾	Autres immobilisations incorporelles	Total
Valeurs brutes	Au 31 décembre 2022	131,4	95,1	106,0	332,5
	Acquisitions ⁽¹⁾	13,7	56,2	1,6	71,5
	Cessions et mises au rebut ⁽²⁾	(5,7)	(11,1)	-	(16,8)
	Variations de périmètre	-	0,0	2,8	2,8
	Effet de la variation des taux de change	(2,0)	(1,9)	(2,6)	(6,4)
	Reclassements et autres	4,5	(0,2)	3,4	7,7
	Au 31 décembre 2023	141,9	138,1	111,3	391,3
Amortissements et dépréciations	Au 31 décembre 2022	(23,3)	(9,1)	(9,5)	(42,0)
	Dotation aux amortissements	(3,1)	(0,1)	(3,1)	(6,3)
	Dépréciation pour perte de valeur ⁽⁴⁾	-	(4,9)	-	(4,9)
	Reprise sur provision pour perte de valeur	0,1	4,6	-	4,8
	Cessions et mises au rebut ⁽²⁾	3,6	-	-	3,6
	Variations de périmètre	-	-	-	-
	Effet de la variation des taux de change	0,2	0,2	0,4	0,8
	Reclassements et autres	(0,2)	0,2	0,0	0,0
	Au 31 décembre 2023	(22,7)	(9,1)	(12,2)	(44,0)
Valeurs nettes	Au 31 décembre 2022	108,1	85,9	96,5	290,5
	Au 31 décembre 2023	119,2	129,1	99,1	347,3

(1) Au cours de l'exercice 2023, le Groupe a activé des charges directement imputables au développement de projets pour un montant de 70,0 millions d'euros. Ces investissements concernent principalement des projets localisés en Australie, en France, en Finlande, en Italie, en Irlande, en Suède, au Canada, au Portugal et au Mexique.

(2) Correspond aux mises au rebut engendrées par la fin d'exploitation de la centrale de Degussa en Australie, ainsi qu'aux mises au rebut liées aux projets abandonnés ou vendus sur la période dans le cadre de l'activité farm-down.

(3) Au 31 décembre 2023, le poste « Frais de développement immobilisés – Études » s'élève à 129,1 millions d'euros en valeur nette, et comprend 20,6 millions d'euros de dépenses activées relatives aux projets dont le tarif est sécurisé.

(4) Les dépréciations pour perte de valeur concernent principalement des projets au Guatemala, en Irlande et en Australie.

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 qualifiés (centrales) 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 : 30 ans ;
- centrales de stockage d'énergie : 10 à 20 ans ;
- agencements et installations : 3 à 10 ans ;
- matériel et mobilier de bureau, informatique : 3 à 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.

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 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.

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 « dépréciation d'actifs » ;
- la dette locative est initialement évaluée à la valeur actuelle des paiements de location qui n'ont pas encore été effectués, actualisée 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).

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 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 de 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 douze 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 13.

Variation des immobilisations corporelles

	En millions d'euros	Actifs de production	Actifs de production en-cours	Droits d'utilisation sur actifs loués ⁽⁴⁾	Autres immobilisations corporelles	Total
Valeurs brutes	Au 31 décembre 2022	3 821,2	1 080,1	271,2	43,7	5 216,2
	Acquisitions ⁽¹⁾	(0,0)	1 114,1	-	14,7	1 128,8
	Cessions et mises au rebut	-	(3,6)	(0,5)	(0,0)	(4,1)
	Variations de périmètre ⁽²⁾	(51,4)	0,0	(3,1)	0,0	(54,5)
	Effet de la variation des taux de change	(94,0)	(51,0)	(3,1)	(1,5)	(149,5)
	Reclassements et autres ⁽³⁾	198,4	(212,1)	61,1	0,4	47,8
	Au 31 décembre 2023	3 874,2	1 927,6	325,6	57,4	6 184,7
Amortissements et dépréciations	Au 31 décembre 2022	(612,0)	(13,8)	(20,2)	(3,2)	(649,2)
	Dotation aux amortissements	(158,1)	0,0	(10,2)	(1,3)	(169,6)
	Perte de valeur	(8,2)	1,9	-	-	(6,4)
	Cessions et mises au rebut	-	-	0,3	0,0	0,3
	Variations de périmètre ⁽²⁾	34,5	-	0,9	(0,0)	35,4
	Effet de la variation des taux de change	16,8	0,3	0,3	0,1	17,5
	Reclassements et autres ⁽³⁾	(0,0)	10,7	0,0	0,0	10,7
	Au 31 décembre 2023	(727,0)	(1,0)	(28,9)	(4,4)	(761,3)
Valeurs nettes	Au 31 décembre 2022	3 209,2	1 066,2	250,9	40,5	4 566,9
	Au 31 décembre 2023	3 147,2	1 926,6	296,7	53,0	5 423,5

(1) Les acquisitions de la période correspondent aux centrales en construction ou en pré-construction, et notamment :

- en Australie : 633,5 millions d'euros au titre principalement des centrales de Goyder 1A (177,2 millions d'euros), de Goyder 1B (136,3 millions d'euros), de Blyth (81,4 millions d'euros), de Western Downs Storage (80,6 millions d'euros), de Collie Battery (70,0 millions d'euros), de Culcairn (30,7 millions d'euros), de Western Downs (24,1 millions d'euros), de Capital Battery (13,3 millions d'euros) et de Mount Hopeful (10,3 millions d'euros) ;
- en Europe-Afrique : 421,9 millions d'euros au titre principalement des centrales de Rio Maior (98,9 millions d'euros) et de Torre Bela (35,7 millions d'euros) au Portugal, des centrales solaires et éoliennes en France (pour respectivement 129,6 millions d'euros et 36,1 millions d'euros), des centrales de Storbärnkullen (38,4 millions d'euros), de Støren Power Reserve (18,5 millions d'euros) et d'Hultsfred (10,7 millions d'euros) en Suède, et de la centrale éolienne de Björkliden (28,3 millions d'euros) en Finlande ;
- dans la zone Amériques : 73,8 millions d'euros au titre principalement de la centrale solaire de Fox Coulee au Canada (70,3 millions d'euros).

(2) Les variations de périmètre correspondent :

- au farm-down de quatre centrales éoliennes en France pour un impact de (30,5) millions d'euros sur les actifs nets de production et de (2,6) millions d'euros nets sur les droits d'utilisation ;
- à l'acquisition de centrales éoliennes en opération en France pour un impact de 13,6 millions d'euros sur les actifs nets de production et de 0,4 million d'euros nets sur les droits d'utilisation.

(3) Les reclassements et autres sur les actifs de production incluent (26,2) millions d'euros relatifs au reclassement des immobilisations corporelles de la centrale de Metoro en actifs destinés à être cédés et 26,4 millions d'euros liés aux actifs de démantèlement des centrales nouvellement mises en service. Les reclassements et autres sur les droits d'utilisation (61,1 millions d'euros) correspondent essentiellement aux nouveaux baux entrés en immobilisations selon la norme IFRS 16 « contrats de location », ainsi qu'aux prolongations ou indexations de baux en cours.

(4) Il s'agit essentiellement de droits d'utilisation sur des terrains (pour les centrales en construction et en exploitation), pour un montant de 282,6 millions d'euros, ainsi que de droits d'utilisation relatifs à des immeubles de bureaux, pour un montant de 14,1 millions d'euros..

NOTE 13. DÉPRÉCIATION DES GOODWILLS ET DES ACTIFS

Principes comptables

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. S'il existe de tels indices, le Groupe effectue un test de dépréciation afin d'évaluer si la valeur nette 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 sortie et la valeur d'utilité.

De plus, pour les actifs incorporels à durée d'utilité indéterminée (*goodwill*) et les immobilisations en cours, un test de dépréciation est effectué annuellement, qu'il y ait un indice de perte de valeur 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 d'utilité déterminée, 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, 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, à l'exception de celles qui sont associées aux volumes d'électricité vendus sur les marchés *spot*, le risque de ne pas générer le niveau de flux de trésorerie attendu est relativement faible.

L'évaluation de la valeur d'utilité d'un actif s'effectue 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 avec d'autres actifs de manière à former 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, 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.

Dépréciation des actifs

Compte tenu des difficultés techniques rencontrées par la centrale solaire d'El Llano au Mexique, ayant nécessité le remplacement de son transformateur par le contractant EPC au cours du quatrième trimestre 2023, un test de perte de valeur a été réalisé en date de clôture annuelle. Celui-ci s'est traduit par la comptabilisation d'une perte de valeur de (8,9) millions de dollars américains, soit (8,2) millions d'euros.

Une variation de +1% du coût des fonds propres aurait un impact de –11,9 millions de dollars sur la valorisation de la centrale d'El Llano soit –11,0 millions d'euros.

En 2022, le Groupe avait constaté une perte de valeur sur la totalité des coûts de développement et sur une partie des actifs corporels de la centrale solaire de Metoro au Mozambique, pour respectivement (8,8) millions d'euros et (11,1) millions d'euros (se référer à la note 1.3). En juillet 2023, le Groupe a reçu une offre engageante en vue de la cession de cette centrale, puis a conclu dans ce cadre, le 20 décembre 2023, un *share purchase agreement*. Celui-ci n'a pas eu d'incidence significative sur la perte de valeur constituée en 2022, qui a été maintenue inchangée.

Il n'existe aucun autre indice de perte de valeur nécessitant la mise en œuvre de tests de dépréciation complémentaires sur les actifs corporels au bilan du Groupe en date de publication de ses comptes consolidés.

NOTE 14. PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET COENTREPRISES

La variation des participations dans les entreprises associées et coentreprises s'analyse comme suit :

En millions d'euros	31.12.2023	31.12.2022
Participations dans les entreprises associées et coentreprises - début de période	24,4	16,6
Dividendes versés	(0,5)	(0,7)
Variations de périmètre	0,1	7,2
Quote-part de résultat dans les entreprises associées	0,0	0,5
Variations de juste valeur des instruments financiers dérivés de taux	(4,9)	0,8
Reclassements et autres	(3,5)	(0,0)
Participations dans les entreprises associées et coentreprises - fin de période	15,6	24,4

Les participations dans les entreprises associées correspondent aux participations du Groupe dans la société Seixal au Portugal, et dans les sociétés Storbötet Vind AB et Pk Lumivaara Oy (participation acquise en 2022) en Finlande.

NOTE 15. AUTRES ACTIFS FINANCIERS NON COURANTS

Principes comptables

Les autres actifs financiers non courants sont constitués par des dépôts de garantie liés aux contrats de financement, des dépôts à terme, des prêts et des titres non consolidés.

Les autres actifs financiers non courants 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 conformément à la norme IFRS 9 « instruments financiers ».

Composition des autres actifs financiers non courants

En millions d'euros	31.12.2023	31.12.2022
Dépôts de garantie	80,5	79,0
Titres non consolidés	5,1	5,0
Prêts à plus d'un an	89,4	15,9
Autres actifs financiers non courants	175,0	99,9

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 (*Debt Service Reserve Account* ou DSRA) ;
- aux dépôts constitués dans le cadre de réponses à des appels d'offres.

Les titres non consolidés correspondent aux participations minoritaires dans les groupements solaire Cestas et, suite aux opérations de *farm-down* de 2021 et 2022, dans les centrales éoliennes Le Berger, Les Beaux Monts et Saint-Sauvant.

En 2023, la hausse des prêts à plus d'un an est principalement due aux avances en comptes courants faites à des sociétés mises en équivalence, notamment en Finlande.

NOTE 16. AUTRES ACTIFS COURANTS

En millions d'euros	31.12.2023	31.12.2022
Créances fiscales et sociales	68,6	65,8
Charges constatées d'avance	8,1	9,8
Fournisseurs débiteurs et autres débiteurs	39,2	32,3
Autres actifs courants	115,9	108,0

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.

Les fournisseurs débiteurs et autres débiteurs comprennent essentiellement les acomptes versés à des fournisseurs dans le cadre de la construction de centrales.

NOTE 17. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

Principes comptables

La trésorerie comprend les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme très liquides, facilement convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7 « état 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.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

En millions d'euros	31.12.2023	31.12.2022
Disponibilités	707,2	582,2
Placements à court terme	66,6	40,6
Trésorerie et équivalents de trésorerie	773,7	622,8

La trésorerie et les équivalents de trésorerie s'établissent à 773,7 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 622,8 millions d'euros au 31 décembre 2022, soit une variation de + 150,9 millions d'euros, et correspondent principalement aux disponibilités et équivalents de trésorerie :

- détenus par Neoen S.A. pour 383,7 millions d'euros, dont l'évolution sur l'exercice 2023 à hauteur de + 136,9 millions d'euros s'explique principalement par :
 - l'augmentation de capital réalisée le 29 mars 2023 pour un montant net de + 741,9 millions d'euros nets de frais ;
 - des dividendes reçus et des remboursements de comptes courants effectués par les sociétés de projets pour + 163,0 millions d'euros ;
 - le paiement par les sociétés projets de prestations de développement pour + 78,6 millions d'euros notamment en Finlande, en Australie et en France ;
 - des investissements sous forme d'apports en fonds propres et en comptes courants dans les nouveaux projets et les actifs en construction pour – 735,4 millions d'euros, notamment en Australie, en Finlande, au Portugal, en France, en Suède et au Canada ;
 - le financement des activités de développement et des coûts de structure pour – 118,8 millions d'euros ;
- localisés dans les sociétés projets et holdings associées pour 390,0 millions d'euros, dont la variation sur l'exercice 2023 à hauteur de + 14,0 millions d'euros résulte :
 - pour les actifs en construction, de tirages de dettes seniors et d'apports en fonds propres venant financer la construction des centrales ; et,
 - pour les actifs en exploitation et holdings de financement, 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.

Au 31 décembre 2023, la trésorerie des actifs en exploitation comprend 19,7 millions d'euros correspondant à la différence restant à reverser à EDF OA pour certaines centrales françaises, dans le cadre des dispositions réglementaires en vigueur, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat (se référer à la note 21.2).

Les placements à court terme correspondent principalement à des comptes à termes souscrits par Neoen S.A. pour 50,0 millions d'euros.

Le rapprochement entre le montant de trésorerie et équivalents de trésorerie apparaissant au bilan et le montant de trésorerie nette figurant dans le tableau de flux de trésorerie s'établit de la façon suivante :

En millions d'euros	31.12.2023	31.12.2022
Trésorerie et équivalents de trésorerie	773,7	622,8
Trésorerie et équivalents de trésorerie présentés en actifs destinés à être cédés	4,3	-
Découverts bancaires	(0,1)	(0,2)
Trésorerie nette du tableau de flux de trésorerie	778,0	622,7

NOTE 18. CAPITAUX PROPRES ET DÉTAIL DES INSTRUMENTS DILUTIFS

Politique de gestion du capital

Le groupe 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*, le groupe Neoen suit ainsi de manière plus particulière, dans une perspective de gestion de sa structure de capital, les ratios de dette nette sur EBITDA ajusté 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 plus de 10 ans, Impala SAS. Le groupe 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.

Le groupe 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 2022 et 2023 sont détaillés dans le tableau de variation des capitaux propres consolidés.

Capital social

Au cours de la période des augmentations du capital social ont été réalisées, pour 37 452 951 actions, du fait de :

- la création de 36 694 552 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réalisée le 29 mars 2023 ;
- la création de 641 364 actions pour la fraction payée en actions du dividende au titre de l'exercice 2022 ;
- la création de 48 984 actions dans le cadre d'un plan d'actions gratuites arrivé à échéance le 3 juillet 2023 ;
- la création de 45 056 actions dans le cadre d'une augmentation de capital réservée aux salariés ;
- l'exercice de 21 995 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 8,50 euros ;
- l'exercice de 1 000 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 9,25 euros ;
- (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice »).

Ces opérations d'un montant total de 760,6 millions d'euros, dont 74,9 millions d'euros de capital social et 685,7 millions d'euros de prime d'émission, ont porté le capital social à 304,2 millions d'euros et la prime d'émission à 1 933,0 millions d'euros.

Actions propres

Au 31 décembre 2023, Neoen S.A. détient directement ou indirectement 329 784 actions propres, issues de programmes de rachat d'actions en vue de leur attribution et d'un contrat de liquidité, représentant 3,2 millions d'euros en date de clôture.

Dividendes

L'Assemblée Générale des actionnaires du 10 mai 2023 a approuvé la mise en distribution d'un dividende de 0,125 euro par action avec option pour le paiement du dividende en actions nouvelles. Cette option s'est traduite par la souscription de 641 364 actions nouvelles, soit un taux de réinvestissement d'environ 83 % et le versement de 3,1 millions d'euros de dividende en numéraire (se référer à la note 1.3 « évènements de l'exercice »).

Participations ne donnant pas le contrôle

En millions d'euros		Pourcentage d'intérêt non contrôlé		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	
		31.12.2023	31.12.2022	Exercice 2023	31.12.2023	Exercice 2022	31.12.2022
Nom de l'entité	Pays d'activité						
HWF 1	Australie	30,0%	30,0%	0,4	5,1	0,7	6,2
HWF 2	Australie	20,0%	20,0%	0,1	3,6	0,5	4,4
HWF 3	Australie	20,0%	20,0%	(0,1)	4,6	0,6	5,8
Björkliden Vindpark Ab	Finlande	19,9%	19,9%	(0,4)	(0,4)	(0,1)	(0,1)
Hedet	Finlande	19,9%	19,9%	(0,3)	(0,8)	(0,1)	(0,2)
Hexagone Énergie	France	40,0%	40,0%	(0,0)	3,6	(0,0)	3,6
EREC	Jamaïque	50,0%	50,0%	(0,6)	(2,1)	(0,4)	(1,6)
Metoro	Mozambique	25,0%	25,0%	(0,1)	(0,4)	(0,6)	(0,4)
CSRTB Rio Maior, S.A.	Portugal	0,0%	51,0%	-	0,0	(0,3)	0,5
Alight Miranda AB	Suède	49,0%	49,0%	(1,5)	(1,0)	(0,0)	0,5
Centrale Éolienne du Pays entre Madon et Moselle	France	9,0%	0,0%	0,2	(0,5)	-	-
Bangweulu Power Company	Zambie	19,7%	19,7%	(0,2)	1,5	0,2	1,8
Autres				(0,2)	(0,3)	(0,1)	(0,1)
Participations ne conférant pas le contrôle				(2,8)	13,0	0,5	20,5

Le résultat global, l'actif net et le tableau des flux de trésorerie des entités présentant des participations ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2023, sur une base à 100 %, s'analyse comme suit :

En millions d'euros	HWF 1	HWF 2	HWF 3	Björkliden Vindpark Ab	Hedet	EREC	Centrale Éolienne du Pays entre Madon et Moselle	Alight Miranda AB	Bangweulu Power Company	Autres
Compte de résultat										
Chiffre d'affaires	19,1	15,0	15,9	-	7,2	7,4	7,9	-	4,8	(0,0)
Résultat net	1,2	0,6	(0,3)	(2,1)	(1,6)	(1,2)	1,9	(3,1)	(0,8)	(1,0)
- dont part du groupe	0,8	0,5	(0,3)	(1,7)	(1,3)	(0,6)	1,7	(1,6)	(0,6)	(0,7)
- dont participations ne donnant pas le contrôle	0,4	0,1	(0,1)	(0,4)	(0,3)	(0,6)	0,2	(1,5)	(0,2)	(0,3)
Résultat global des participations ne donnant pas le contrôle	(0,3)	(0,5)	(0,6)	(0,6)	(0,5)	(0,6)	(0,0)	(1,5)	(0,3)	(0,2)
État de la situation financière										
Actifs courants	6,3	4,6	4,9	3,1	3,1	4,1	16,5	8,7	3,4	8,7
Actifs non courants	115,5	107,2	116,2	54,7	88,1	51,1	61,4	14,9	39,7	14,2
Passifs courants	7,9	6,6	7,2	45,6	39,3	13,5	18,5	14,9	11,9	20,5
Passifs non courants	116,5	102,9	114,3	15,6	56,1	46,3	64,6	11,4	30,4	12,2
Actif net	(2,6)	2,3	(0,5)	(3,4)	(4,2)	(4,6)	(5,3)	(2,6)	0,8	(9,8)
Données relatives à la variation de trésorerie										
Flux net de trésorerie général par les activités opérationnelles	12,3	9,8	10,6	12,1	4,7	4,7	7,6	8,0	3,5	6,3
Flux net de trésorerie général par les activités d'investissement	0,8	0,5	0,5	(28,4)	(0,0)	(0,3)	(1,1)	(8,5)	(0,1)	(6,6)
Flux net de trésorerie général par les activités de financement	(13,5)	(11,3)	(13,7)	3,9	(4,6)	(4,0)	(3,3)	8,5	(3,3)	3,5
- dont dividendes payés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incidence de la variation des taux de change	0,0	0,1	0,1	-	-	(0,1)	-	-	(0,0)	(0,1)
Variation nette de la trésorerie des activités poursuivies	(0,3)	(0,9)	(2,5)	(12,4)	0,1	0,4	3,2	8,0	0,1	(1,2)
Trésorerie nette à l'ouverture	0,9	0,8	2,3	14,0	0,9	2,5	9,7	-	2,0	7,3
Trésorerie nette à la clôture	0,6	(0,1)	(0,2)	1,7	0,9	2,9	12,9	8,0	2,1	6,0

Le résultat global, l'actif net et le tableau des flux de trésorerie des entités présentant des participations ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2022, sur une base à 100 %, s'analysait comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	HWF 1	HWF 2	HWF 3	Hedet	Björkliden Vindpark Ab	EREC	Aura Power - Rio Maior SA	Metoro	Bangweulu Power Company	Autres
Compte de résultat										
Chiffre d'affaires	22,4	18,1	19,7	8,1	-	6,9	-	0,2	4,8	0,1
Résultat net	2,5	2,6	3,0	(0,5)	(0,4)	(0,8)	(0,5)	(2,6)	1,0	(0,3)
- dont part du groupe	1,7	2,1	2,4	(0,4)	(0,3)	(0,4)	(0,2)	(1,9)	0,8	(0,2)
- dont participations ne donnant pas le contrôle	0,7	0,5	0,6	(0,1)	(0,1)	(0,4)	(0,3)	(0,6)	0,2	(0,1)
Résultat global des participations ne donnant pas le contrôle	4,7	2,8	3,2	0,7	(0,1)	(0,5)	0,7	(0,6)	0,8	(0,2)
État de la situation financière										
Actifs courants	5,6	4,4	6,2	2,9	17,1	3,9	0,4	8,4	3,3	2,1
Actifs non courants	131,0	122,0	131,8	91,7	24,7	54,0	45,5	21,8	43,4	9,1
Passifs courants	8,5	7,1	7,6	37,8	31,5	12,9	32,7	43,6	11,7	4,2
Passifs non courants	129,1	114,4	127,2	58,4	10,8	48,5	12,1	2,8	32,8	3,2
Actif net	(0,9)	4,8	3,0	(1,5)	(0,5)	(3,5)	1,1	(16,3)	2,2	3,8
Données relatives à la variation de trésorerie										
Flux net de trésorerie généré par les activités opérationnelles	14,3	13,5	16,0	4,0	26,6	3,7	27,9	0,4	2,1	1,4
Flux net de trésorerie généré par les activités d'investissement	(0,8)	(0,6)	(0,6)	0,0	(19,7)	(0,3)	(27,9)	(6,3)	(0,2)	(2,1)
Flux net de trésorerie généré par les activités de financement	(15,1)	(13,7)	(14,8)	(4,7)	6,9	(4,5)	(0,0)	0,3	(3,4)	1,8
- dont dividendes payés	(0,0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incidence de la variation des taux de change	0,0	(0,0)	(0,1)	-	-	0,2	-	0,7	0,2	0,0
Variation nette de la trésorerie des activités poursuivies	(1,6)	(0,8)	0,6	(0,6)	13,7	(0,9)	0,0	(4,9)	(1,2)	1,1
Trésorerie nette à l'ouverture	2,5	1,6	1,7	1,5	0,3	3,4	0,2	10,5	3,2	0,6
Trésorerie nette à la clôture	0,9	0,8	2,3	0,9	14,0	2,5	0,2	5,6	2,0	1,7

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)		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2022	31.12.2021
Avant prise en compte des instruments dilutifs					
nombre d'actions		152 122 449	114 669 498	114 669 498	107 056 685
nombre d'actions auto-détenues		329 784	146 347	146 347	204 510
nombre d'actions hors auto-détenues		151 792 665	114 523 151	114 523 151	106 852 175
Nombre moyen d'actions sur la période avant dilution⁽¹⁾		133 157 908		110 687 663	
<i>Nombre moyen d'actions ajustées avant dilution⁽²⁾</i>		<i>145 573 671</i>		<i>119 893 729</i>	
Instruments dilutifs⁽²⁾	Actions Gratuites	700 446	558 643	558 643	726 645
	Stocks Options	-	26 620	26 620	60 860
	OCEANE 2019	-	-	-	7 126 283
	OCEANE 2020	4 305 194	3 966 664	3 966 664	3 955 626
	OCEANE 2022	6 322 608	5 825 253	5 825 253	-
	TOTAL	11 328 248	10 377 180	10 377 180	11 869 414
Après prise en compte des instruments dilutifs					
nombre d'actions		163 450 697	125 046 678	125 046 678	118 926 099
nombre d'actions auto-détenues		329 784	146 347	146 347	204 510
nombre d'actions hors auto-détenues		163 120 913	124 900 331	124 900 331	118 721 589
Nombre moyen d'actions sur la période après dilution⁽¹⁾		144 010 622		121 810 960	
<i>Nombre moyen d'actions ajustées après dilution⁽²⁾</i>		<i>156 881 783</i>		<i>131 942 168</i>	

(1) Nombre moyen d'actions sur l'exercice hors actions auto-détenues et avant prise en compte des facteurs d'ajustement décrits en note (2) ci-après.

(2) À la suite de la distribution d'un dividende au cours du premier semestre 2023, conformément aux dispositions légales applicables et aux stipulations des termes et conditions des OCEANES verts 2020 et des OCEANES verts 2022, le président - directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des OCEANES verts 2020 et des OCEANES verts 2022 (coefficient de 1,004).

À la suite de l'augmentation de capital du 29 mars 2023 avec maintien du droit préférentiel de souscription, conformément aux dispositions légales applicables, aux stipulations des plans d'actions attribués gratuitement et des plans d'options de souscription d'actions ainsi qu'aux termes et conditions des OCEANES émises par Neoen S.A. le 2 juin 2020 (les «OCEANES verts 2020») et le 14 septembre 2022 (les «OCEANES verts 2022»), le président - directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des droits i) des bénéficiaires d'actions gratuites et d'options de souscription d'actions (coefficient de 1,088) et ii) des porteurs d'OCEANES verts 2020 et d'OCEANES verts 2022 (coefficient de 1,081).

À la suite de la distribution d'un premier dividende au cours du premier semestre 2022, conformément aux dispositions légales applicables et aux stipulations des termes et conditions des OCEANES et des OCEANES verts 2020, le président - directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des OCEANES 2019 et des OCEANES verts 2020 (coefficient de 1,003).

À la suite de l'augmentation de capital du 9 avril 2021 avec maintien du droit préférentiel de souscription, conformément aux dispositions légales applicables, aux stipulations des plans d'actions attribués gratuitement et des plans d'options de souscription d'actions ainsi qu'aux termes et conditions des OCEANES émises par Neoen S.A. le 7 octobre 2019 (les «OCEANES 2019») et le 2 juin 2020 (les «OCEANES verts 2020»), le président - directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des droits i) des bénéficiaires d'actions gratuites et d'options de souscription d'actions (coefficient de 1,081) et ii) des porteurs d'OCEANES 2019 et d'OCEANES verts 2020 (coefficient de 1,075).

Les OCEANES 2019 ont par ailleurs fait l'objet au cours de l'année 2022 d'une conversion dans leur très grande majorité, et pour la fraction résiduelle, d'un remboursement (se référer à la note 1.3 «événements de l'exercice»).

(3) Conformément à la norme IAS 33 «résultat par action», le nombre d'actions ordinaires (utilisé pour le calcul du résultat par action de base et dilué) de toutes les périodes précédant l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription réalisée le 29 mars 2023 est corrigé d'un facteur d'ajustement, traduisant l'effet de l'augmentation de capital et s'élevant à 1,083.

NOTE 19. 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).

Provisions pour démantèlement

Pour chaque centrale mise en service, une provision pour démantèlement est constatée en contrepartie de l'actif afférent. Les provisions pour démantèlement font l'objet d'une estimation régulière, sur la base de devis de prestataires externes. En cas de changement significatif de l'estimation, la variation de la provision est ajoutée ou déduite du coût de l'actif lié. Dans le cas d'un ajout au coût d'un actif, le Groupe examine si celui-ci est une indication que la nouvelle valeur comptable de l'actif peut ne pas être entièrement recouvrable. S'il existe une telle indication, un test de dépréciation est effectué. Si une diminution de la provision excède la valeur comptable de l'actif, l'excédent est comptabilisé en résultat net. Une fois que l'actif correspondant a atteint la fin de sa durée d'utilité, toutes les variations ultérieures du passif sont comptabilisées en résultat net au fur et à mesure qu'elles se produisent.

Provisions courantes et non courantes

Les principaux mouvements ayant affecté les provisions au cours de l'année 2023 se présentent comme suit :

En millions d'euros	Provisions non courantes			Provisions courantes			Total
	Provisions pour démantèlement	Autres provisions	Total	Provisions pour démantèlement	Autres provisions	Total	
Au 31 décembre 2022	115,0	0,4	115,3	1,0	0,0	1,0	116,3
Constituées sur la période	25,8	0,0	25,8	3,9	0,1	4,0	29,7
Désactualisation	5,5	-	5,5	-	-	-	5,5
Variations de périmètre	0,6	(0,0)	0,6	-	-	-	0,6
Effet de la variation des taux de change	(3,1)	-	(3,1)	(0,1)	-	(0,1)	(3,2)
Au 31 décembre 2023	143,7	0,4	144,1	4,7	0,1	4,8	148,9

NOTE 20. FINANCEMENT ET INSTRUMENTS FINANCIERS

NOTE 20.1. RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	Exercice 2023	Exercice 2022
Charges d'intérêts sur emprunt	(175,6)	(113,9)
Produits ou charges financières sur instruments dérivés	28,8	(14,9)
Charges d'intérêts sur obligations locatives	(9,1)	(6,8)
Coût de l'endettement financier	(155,9)	(135,6)
Produits et charges d'intérêts sur prêts d'actionnaires	(1,4)	(1,0)
Gains et pertes de change	(7,4)	(6,9)
Autres produits et charges financiers	11,8	(9,2)
Total autres produits et charges financiers	3,1	(17,1)
Résultat financier	(152,7)	(152,7)

L'augmentation du coût de l'endettement financier s'explique principalement par :

- la hausse du nombre de centrales en exploitation sous financement ;
- l'effet année pleine de l'émission des OCEANes vertes 2022 en septembre 2022 pour un montant de 300 millions d'euros¹ ;
- la hausse des taux d'intérêts moyens à court terme sur emprunts à taux variables entre 2022 et 2023, pour leur part non couverte par des instruments de couverture de taux, sur l'ensemble des géographies où opère le Groupe (se référer à la note 22.1 « risques de taux »).

Ces effets ont été partiellement compensés par l'impact du remboursement progressif des financements des centrales en opération, la conversion anticipée en octobre 2022 de la très grande majorité des OCEANes 2019 (dont le solde a été remboursé), conformément à la documentation contractuelle, pour un montant d'environ 200 millions d'euros², et le refinancement en novembre 2022 de la dette mezzanine de Neoen Production 2.

En 2023, le total des autres produits et charges financiers est principalement composé :

- De gains et pertes de change s'élevant à (7,4) millions d'euros, dont (5,9) millions d'euros associés à l'exposition du Groupe en Argentine, pour la fraction non dollarisée, principalement composés de (3,4) millions d'euros de pertes de change sur des placements de trésorerie libellés en pesos argentins et de (1,4) million d'euros de pertes de change sur des crédits de TVA également libellés en pesos argentins.

En 2022 les gains et pertes de change s'élevaient à (6,9) millions d'euros, dont (5,2) millions d'euros associés à l'exposition du Groupe en Argentine (notamment au titre de crédits de TVA libellés en pesos argentins).

- D'autres produits financiers, en hausse de + 23,3 millions d'euros, associés notamment à la rémunération des dépôts issus de l'augmentation de capital du 29 mars 2023, et de charges financières principalement composées de commissions et de frais bancaires, de coûts des cautions et des garanties, de charges de désactualisation des provisions pour démantèlement et autres passifs non courants, en augmentation notamment sous l'effet de la croissance du nombre d'actifs en exploitation.

¹ Le taux d'intérêt effectif de la composante dette des OCEANes verte 2022 s'élève à 7,0 %, pour un taux nominal de 2,875 %.

² Le taux d'intérêt effectif de la composante dette des OCEANes 2019 s'élevait à 4,3 % pour un taux nominal de 1,875 %.

NOTE 20.2. 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 dettes financières sont initialement comptabilisées à la juste valeur à l'origine, diminuée des coûts de transaction qui leur sont directement attribuables. À chaque clôture, les dettes financières sont évaluées au coût amorti en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif et sont ventilées 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.

Instruments financiers dérivés de taux

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 à taux variable d'une partie substantielle 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. La plupart des dérivés de taux utilisés par le Groupe 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 (réserve de couverture de flux de trésorerie) pour la « partie efficace » de la couverture et en résultat de la période, au sein du résultat financier, 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, au sein du résultat financier.

Les instruments financiers dérivés ayant une juste valeur positive sont comptabilisés à l'actif et ceux ayant une juste valeur négative sont comptabilisés au passif.

Analyse de la dette nette

En millions d'euros	31.12.2023	31.12.2022
Financements seniors des projets	2 921,5	2 717,6
Financements juniors des projets	73,9	77,4
Dettes locatives	314,7	264,4
Financements <i>corporate</i>	424,0	409,7
Investisseurs minoritaires et autres	54,9	40,2
Instruments financiers dérivés de taux passifs	15,0	-
Total dettes financières	3 804,1	3 509,3
Investisseurs minoritaires et autres	(54,9)	(40,2)
Total dettes financières ajustées	3 749,1	3 469,1
Placements à court terme	(66,6)	(40,6)
Disponibilités	(707,2)	(582,2)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(773,7)	(622,8)
Dépôts de garantie	(80,5)	(79,0)
Instruments financiers dérivés de taux actifs	(214,9)	(302,7)
Total autres actifs	(295,4)	(381,7)
Total dette nette	2 680,0	2 464,6

La dette nette a augmenté de + 215,4 millions d'euros entre le 31 décembre 2022 et le 31 décembre 2023. Cette évolution s'explique principalement par une hausse des financements seniors des projets en lien avec la croissance du portefeuille d'actifs sécurisés du Groupe, ainsi que par la dégradation de la juste valeur nette des instruments financiers dérivés de taux, effets atténués par une hausse des disponibilités, issues notamment de l'augmentation de capital du 29 mars 2023.

Au 31 décembre 2023, les disponibilités prises en compte dans le calcul de la dette nette incluaient 19,7 millions d'euros (contre 90,3 millions d'euros au 31 décembre 2022), correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat, en attente de reversement à EDF OA. Ce montant a vocation à être reversé en 2024.

Au cours de l'année 2023, en raison de l'établissement des modalités effectives de remboursements des sommes dues, 84,3 millions d'euros ont été reversés à EDF OA.

Ventilation des dettes financières courantes / non courantes

En millions d'euros	Non courantes	Courantes ⁽¹⁾	31.12.2023	Non courantes	Courantes ⁽¹⁾	31.12.2022
Financements seniors des projets	2 621,6	299,9	2 921,5	2 331,0	386,7	2 717,6
Financements juniors des projets	69,8	4,2	73,9	73,9	3,5	77,4
Dettes locatives	303,3	11,4	314,7	257,5	6,9	264,4
Financements <i>corporate</i>	421,5	2,6	424,0	407,9	1,8	409,7
Investisseurs minoritaires et autres	54,6	0,3	54,9	39,9	0,3	40,2
Instruments financiers dérivés de taux passifs	14,6	0,4	15,0	-	-	-
Total dettes financières	3 485,3	318,8	3 804,1	3 110,2	399,1	3 509,3

(1) Les financements seniors des projets courants incluent l'accélération des dettes de certaines centrales (se référer au tableau ci-dessous de ventilation des dettes par échéances).

Ventilation des dettes financières par devises

*(contre-valeur en millions d'euros
au cours de clôture)*

	EUR	USD	AUD	CAD	Autres	31.12.2023
Financements seniors des projets	1 187,1	466,1	1 248,9	19,4	-	2 921,5
Financements juniors des projets	73,9	-	-	-	-	73,9
Dettes locatives	240,5	4,1	54,0	16,1	-	314,7
Financements <i>corporate</i>	424,0	(0,0)	0,0	-	-	424,0
Investisseurs minoritaires et autres	41,4	11,6	2,0	-	-	54,9
Instruments financiers dérivés de taux passifs	5,6	-	9,4	-	-	15,0
Total dettes financières	1 972,5	481,8	1 314,2	35,6	-	3 804,1

*(contre-valeur en millions d'euros
au cours de clôture)*

	EUR	USD	AUD	CAD	Autres	31.12.2022
Financements seniors des projets	1 076,2	529,1	1 112,4	-	-	2 717,6
Financements juniors des projets	77,4	-	-	-	-	77,4
Dettes locatives	200,4	4,0	48,8	-	11,2	264,4
Financements <i>corporate</i>	409,7	0,0	0,0	-	0,0	409,7
Investisseurs minoritaires et autres	24,0	13,9	2,2	0,0	0,1	40,2
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	-	-	-	-	-
Total dettes financières	1 787,7	547,0	1 163,3	0,0	11,3	3 509,3

Ventilation des dettes financières par typologie de taux

En millions d'euros

	31.12.2023	31.12.2022
Dettes à taux fixes	1 693,0	1 690,0
Dettes à taux variables	2 096,1	1 819,3
Instruments financiers dérivés de taux passifs	15,0	-
Instruments financiers dérivés de taux actifs	(214,9)	(302,7)
Total des dettes financières après effet des couvertures	3 589,2	3 206,6

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

	À moins d'un an ⁽¹⁾	Entre un et cinq ans	À plus de cinq ans	31.12.2023
Financements seniors des projets	299,9	1 012,7	1 608,8	2 921,5
Financements juniors des projets	4,2	9,9	59,9	73,9
Dettes locatives	11,4	22,9	280,3	314,7
Financements <i>corporate</i>	2,6	421,5	-	424,0
Investisseurs minoritaires et autres	0,3	3,7	50,9	54,9
Instruments financiers dérivés de taux passifs	0,4	4,4	10,2	15,0
Total dettes financières	318,8	1 475,2	2 010,1	3 804,1

En millions d'euros	À moins d'un an ⁽²⁾	Entre un et cinq ans	À plus de cinq ans	31.12.2022
Financements seniors des projets	386,7	713,9	1 617,1	2 717,6
Financements juniors des projets	3,5	16,7	57,2	77,4
Dettes locatives	6,9	20,3	237,3	264,4
Financements <i>corporate</i>	1,8	407,9	-	409,7
Investisseurs minoritaires et autres	0,3	3,6	36,3	40,2
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	-	-	-
Total dettes financières	399,1	1 162,4	1 947,8	3 509,3

(1) Au 31 décembre 2023, les financements seniors des projets à moins d'un an incluent l'accélération des dettes des centrales d'El Llano au Mexique pour 110,1 millions d'euros (120,4 millions de dollars américains).

(2) Au 31 décembre 2022, les financements seniors des projets à moins d'un an incluaient l'accélération des dettes des centrales d'El Llano au Mexique pour 116,3 millions d'euros (124,1 millions de dollars américains), de la centrale de Coleambally en Australie pour 82,0 millions d'euros (128,7 millions de dollars australiens), et de la centrale de Metoro au Mozambique pour 28,2 millions d'euros (30,1 millions de dollars américains).

Ventilation par flux des dettes financières

		Variations sans effet de trésorerie						
En millions d'euros	31.12.2022	Flux de trésorerie	Effet de la variation des taux de change	Variation de périmètre	Variation de juste valeur et coût amorti	Intérêts courus	Autres variations	31.12.2023
Financements seniors des projets	2 717,6	302,2	(73,1)	(2,6)	8,4	(2,5)	(28,4)	2 921,5
Financements juniors des projets	77,4	(3,5)	(0,0)	0,0	0,2	(0,2)	(0,0)	73,9
Dettes locatives	264,4	(7,4)	(3,1)	(2,2)	-	0,4	62,6	314,7
Financements <i>corporate</i>	409,7	-	0,0	-	1,3	(0,6)	13,6	424,0
Investisseurs minoritaires et autres	40,2	17,6	(0,4)	0,1	-	-	(2,5)	54,9
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	-	(0,1)	-	15,1	-	-	15,0
Total dettes financières	3 509,3	308,8	(76,7)	(4,8)	25,0	(2,9)	45,3	3 804,1

Financements seniors des projets

Au cours de l'exercice 2023, les financements seniors de projets ont augmenté de **+ 203,8** millions d'euros, ceci s'explique principalement par :

- des tirages effectués sur des emprunts émis dans le cadre du financement des projets du Groupe à hauteur de **498,2** millions d'euros, dont notamment :
 - en Australie pour 264,2 millions d'euros (dont principalement les centrales de Goyder 1A pour 185,7 millions d'euros et de Western Downs pour 61,1 millions d'euros) ;
 - en Europe pour 214,9 millions d'euros (dont principalement des centrales solaires portugaises pour 94,7 millions d'euros et des centrales françaises pour 73,7 millions d'euros, ainsi que dans le cadre d'un financement de projets de type bridge, en France pour 44,0 millions d'euros) ;

– en Amériques pour 19,2 millions d'euros (centrale solaire de Fox Coulee au Canada).

- des remboursements d'emprunts réalisés pour **(196,1)** millions d'euros ;
- l'incidence des effets de change pour **(73,1)** millions d'euros ;
- le reclassement de la dette senior de la centrale de Metoro au Mozambique en passifs destinés à être cédés pour un montant de **(27,9)** M€ ;
- la variation du coût amorti des emprunts pour **8,4** millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, des financements de projets seniors ont été reclassés en financements courants pour un montant total de 110,1 millions d'euros, contre 226,6 millions d'euros au 31 décembre 2022, en raison du non-respect de certains *covenants* de financements de projets (se référer à la note 1.3 « évènements de l'exercice »).

Financements juniors des projets

Les financements juniors comprennent essentiellement des dettes juniors sur des entités détenant des projets. La diminution des financements juniors pour **-3,4** millions d'euros s'explique principalement par le remboursement progressif des emprunts.

Dettes locatives

La hausse de **+50,3** millions d'euros par rapport au 31 décembre 2022 est principalement due à l'entrée en vigueur de nouveaux baux ou de réévaluations pour 62,6 millions d'euros, à des remboursements pour (7,4) millions d'euros, et à l'incidence des effets de change pour (3,1) millions d'euros.

Financements corporate

Au 31 décembre 2023, les financements *corporate* correspondent principalement aux OCEANes vertes émises en juin 2020 et en septembre 2022. L'augmentation de **+14,3** millions d'euros sur

la période correspond principalement à l'amortissement des primes d'émission relatives à ces OCEANes vertes pour +13,7 millions d'euros.

Investissements minoritaires et autres

Ce poste est essentiellement constitué des apports en compte courant des actionnaires minoritaires dans le cadre de financement des projets. L'augmentation de la période de +14,8 millions d'euros est principalement due à des apports réalisés par des actionnaires minoritaires en Suède et en Finlande.

Instruments financiers dérivés de taux passifs

La hausse des instruments financiers dérivés de taux passifs résulte principalement de l'effet de la variation de juste valeur à hauteur de **+15,1** millions d'euros. Cette hausse concerne des instruments financiers dérivés négociés sur l'exercice, et est la conséquence de l'impact d'une baisse récente des taux d'intérêts à long terme en zone Euro et en Australie depuis leurs négociations.

NOTE 20.3. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Principes comptables

Instruments financiers dérivés de taux

Se référer à la note 20.2 « dette nette ».

Instruments financiers dérivés énergie

Afin de se couvrir contre la variation des prix spots de l'électricité associée à la production de certains actifs renouvelables du Groupe, qui ne bénéficient pas de mécanismes de soutien sous forme de tarifs de rachats ou de compléments de rémunération obtenus dans le cadre de guichets ouverts ou d'appels d'offres gouvernementaux, Neoen a été amené à signer progressivement des contrats d'achat d'électricité de moyen à long terme avec des contreparties commerciales, dits « *Corporate Power Purchase Agreements* » (« CPPA »). Parmi ceux-ci, certains, mis en œuvre récemment, prévoient un règlement financier entre les parties (calculé par différence entre un prix fixe et le prix spot de l'électricité, et ayant pour sous-jacent la production de l'actif physique associé) ainsi que, généralement, la remise par le Groupe des certificats verts (garanties d'origine ou LGCs) générés par la production. Ces contrats avec des contreparties commerciales, réglés financièrement, sont des instruments financiers dérivés au sens de la norme IFRS 9 « instruments financiers ».

Au 31 décembre 2023, ces instruments financiers dérivés, conclus en vue de la couverture économique du risque associé à la variation des prix de l'électricité, n'ont pas été désignés comme instruments de couverture. Par conséquent, les variations de juste valeur afférentes sont reconnues en résultat dans les autres produits et charges opérationnels courants (se référer à la note 9 « autres produits et charges opérationnels courants »).

Spécifiquement, la valorisation des instruments financiers dérivés énergie repose sur des techniques d'évaluation particulières et fait notamment appel à des données non-observables (en lien avec la durée des contrats), justifiant un classement en niveau 3, au sens d'IFRS 13 « évaluation de la juste valeur ».

Afin de remédier à l'absence de prix à terme observables, conséquence notamment du profil de production intermittent des actifs renouvelables, le Groupe a simulé les prix futurs de l'électricité à partir de modèles internes tenant compte, à court terme de l'évolution spot et à terme des prix de gros observée sur les marchés locaux de l'électricité, ajustée du profil de production intermittent des actifs considérés, et à moyen et long terme, de perspectives de marché reposant sur les analyses réalisées par des cabinets de prospective spécialisés, reconnus comme experts sur ces marchés locaux.

Conformément à la norme IFRS 13 « évaluation de la juste valeur », un ajustement a été pris en compte afin de refléter dans la juste valeur de ces instruments financiers dérivés énergie le risque de crédit de la contrepartie (dit « *credit valuation adjustment* ») et le risque de crédit propre de l'entreprise (dit « *debit valuation adjustment* »).

Analyse des instruments financiers dérivés actifs et passifs évalués à la juste valeur

Au 31 décembre 2023 (En millions d'euros)	Actifs			Passifs		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés énergie	72,8	19,1	91,9	1,5	3,4	4,9
Instruments financiers dérivés de taux	179,7	35,2	214,9	14,6	0,4	15,0
Total	252,5	54,3	306,8	16,1	3,7	19,8

Au 31 décembre 2022 (En millions d'euros)	Actifs			Passifs		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés énergie	41,3	4,8	46,1	32,2	12,6	44,9
Instruments financiers dérivés de taux	271,7	31,1	302,7	-	-	-
Total	312,9	35,9	348,8	32,2	12,6	44,9

NOTE 20.4. 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 20.2 et 20.3.

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.

Analyse de la juste valeur des actifs et passifs financiers

Au 31 décembre 2023 (En millions d'euros)	Niveau	Valeur comptable	Juste valeur	Coût amorti	Juste valeur par résultat	Dérivés documentés en Cash-Flow Hedge
Instruments financiers dérivés de taux	2	214,9	214,9	-	0,2	214,6
Instruments financiers dérivés énergie	3	91,9	91,9	-	91,9	-
Actifs financiers non-courants	2	175,0	175,0	175,0	-	-
Autres actifs (courants et non-courants)	2	122,0	122,0	122,0	-	-
Clients et comptes rattachés	2	115,2	115,2	115,2	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	773,7	773,7	-	773,7	-
Total actifs financiers		1 492,6	1 492,6	412,1	865,9	214,6
Dettes financières non courantes	2	3 470,7	3 246,0	3 470,7	-	-
Autres passifs (courants et non courants)	2	129,1	129,1	129,1	-	-
Instruments financiers dérivés de taux	2	15,0	15,0	-	-	15,0
Instruments financiers dérivés énergie	3	4,9	4,9	-	4,9	-
Dettes financières courantes	2	318,4	318,4	318,4	-	-
Fournisseurs et comptes rattachés	2	386,6	386,6	386,6	-	-
Total passifs financiers		4 324,6	4 100,0	4 304,8	4,9	15,0

Au 31 décembre 2022 (En millions d'euros)	Niveau	Valeur comptable	Juste valeur	Coût amorti	Juste valeur par résultat	Dérivés documentés en Cash-Flow Hedge
Instruments financiers dérivés de taux	2	302,7	302,7	-	-	302,7
Instruments financiers dérivés énergie	3	46,1	46,1	-	46,1	-
Actifs financiers non-courants	2	99,9	99,9	99,9	-	-
Autres actifs (courants et non-courants)	2	118,7	118,7	118,7	-	-
Clients et comptes rattachés	2	106,6	106,6	106,6	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	622,8	622,8	-	622,8	-
Total actifs financiers		1 296,8	1 296,8	325,2	668,9	302,7
Dettes financières non courantes	2	3 110,2	2 938,9	3 110,2	-	-
Autres passifs (courants et non courants)	2	224,2	224,2	224,2	-	-
Instruments financiers dérivés de taux	2	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés énergie	3	44,9	44,9	-	44,9	-
Dettes financières courantes	2	399,1	399,1	399,1	-	-
Fournisseurs et comptes rattachés	2	242,4	242,4	242,4	-	-
Total passifs financiers		4 020,7	3 849,3	3 975,8	44,9	-

NOTE 21. AUTRES PASSIFS COURANTS

NOTE 21.1. DETTES FISCALES ET SOCIALES

En millions d'euros	31.12.2023	31.12.2022
Dettes fiscales	31,0	35,6
Dettes sociales	15,2	13,1
Total dettes fiscales et sociales	46,2	48,6

NOTE 21.2. AUTRES PASSIFS COURANTS

En millions d'euros	31.12.2023	31.12.2022
Produits constatés d'avance	14,7	15,1
Autres créditeurs	65,0	142,5
Total autres passifs courants	79,7	157,6

Les produits constatés d'avance se composent essentiellement de subventions qui sont transférées au compte de résultat de façon linéaire selon la durée d'utilité de l'actif sous-jacent.

Au 31 décembre 2023, les autres créditeurs sont notamment constitués de dettes envers EDF OA (solde 2022 résiduel et montants générés sur l'exercice 2023, pour un solde net de 19,7 millions d'euros), de dettes liées à des acquisitions d'actifs en développement, principalement en Europe pour 5,8 millions d'euros, et d'une dette à caractère contractuel, dans le cadre de l'exécution d'un contrat de vente d'électricité long terme en Australie, pour 8,5 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, les autres créditeurs comprenaient 90,3 millions d'euros correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat. Au cours de l'exercice 2023, le Groupe a reversé à EDF OA 91,8 millions d'euros à ce titre (dont 84,3 millions d'euros de dettes antérieures à l'exercice 2023 et 7,5 millions d'euros de dettes constituées sur l'exercice 2023), et ce, dans le cadre des dispositions réglementaires en vigueur.

NOTE 22. GESTION DES RISQUES

NOTE 22.1. 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 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 ses financements à taux variables, avec pour cible de couvrir à taux fixe un minimum de 75 % du besoin de financement à taux variable des projets. À ce titre, le Groupe a contracté des swaps de taux qui sont qualifiés de couverture de flux de trésorerie.

Au 31.12.2023 (En millions d'euros)	Montants notionnels par échéance			Juste valeur ⁽¹⁾	Enregistré en autres éléments du résultat global ⁽²⁾	Enregistré en résultat ⁽³⁾
	Inférieur à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total			
Swaps de taux - Éolien	(470,1)	(684,2)	(1 154,3)	127,4	117,9	-
Swaps de taux - Solaire	(166,8)	(443,1)	(609,9)	75,9	81,9	-
Swaps de taux - Holdings	(162,8)	-	(162,8)	2,5	3,0	0,2
Swaps de taux - Stockage	-	-	-	(5,9)	(5,9)	-
Caps de taux	-	-	-	-	1,7	-
Total	(799,7)	(1 127,2)	(1 926,9)	199,9	198,6	0,2

(1) La juste valeur est composée de 214,9 millions d'euros d'instruments financiers dérivés de taux actifs et (15,0) millions d'euros d'instruments dérivés de taux passif à la clôture.

(2) Il s'agit du stock enregistré en autres éléments du résultat global dans les capitaux propres du Groupe.

(3) Le cas échéant, la part inefficace des instruments financiers dérivés de taux est enregistrée en résultat.

Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt liés à la dette nette), et ce pour l'ensemble des financements associés à des actifs en opération à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

Au 31.12.2023 (En millions d'euros)	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variables des dérivés	(0,7)	0,8	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	-	-	NA	NA
Variation de la juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	86,9	(97,1)
Total	(0,7)	0,8	86,9	(97,1)

NOTE 22.2. RISQUE DE PRIX SUR L'ÉNERGIE

Le risque de prix sur l'énergie est lié à la vente sur les marchés de gros au cours spot de la production électrique de certains des actifs éoliens et solaires du Groupe (notamment en Australie et en Finlande). Afin de limiter ce risque, le Groupe sécurise ses revenus futurs sur une longue période par des tarifs de rachat ou des compléments de rémunération obtenus dans le cadre d'appels d'offres publics, ainsi que par la contractualisation de «power purchase agreements», physiques et financiers.

Au 31.12.2023 (En millions d'euros)	Montants notionnels par échéance			Juste valeur	Enregistré en autres éléments du résultat global	Enregistré en résultat
	Inférieur à 5 ans	Supérieur à 5 ans	Total			
Instruments financiers dérivés énergie	283,1	205,6	488,7	87,0	-	88,6
Total	283,1	205,6	488,7	87,0	-	88,6

Une hausse de 5 % des prix de l'électricité entraînerait une diminution de la juste valeur des instruments financiers dérivés énergie de -12,5 millions d'euros.

Une diminution de 5 % des prix de l'électricité entraînerait une augmentation de la juste valeur des instruments financiers dérivés énergie de +12,5 millions d'euros.

NOTE 22.3. 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.

Une appréciation de + 10% (ou dépréciation de – 10%) des devises les plus significatives, par référence au 31 décembre 2023, entraînerait une augmentation (ou diminution) du compte de résultat et des capitaux propres du Groupe avant impôts sur le résultat, comme suit :

Au 31.12.2023 (En millions d'euros)	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+10 %	– 10 %	+10 %	– 10 %
AUD/EUR	9,6	(7,9)	132,7	(108,6)
USD/EUR	(0,6)	0,5	46,3	(37,8)
Total	9,1	(7,4)	179,0	(146,4)

NOTE 22.4. 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 eux 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 (États ou entreprises contrôlées par un État), 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 22.5. RISQUES DE LIQUIDITÉ

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.

À la date d'arrêté de ses comptes, le Groupe dispose des liquidités nécessaires pour financer son activité courante et son développement.

La trésorerie détenue par les sociétés holdings et de développement s'élève au 31 décembre 2023 à 484,5 millions d'euros, contre 289,2 millions d'euros pour les sociétés projets (actifs en opération et en construction).

Au 31 décembre 2023, la trésorerie des sociétés projets comprend 19,7 millions d'euros correspondant à la différence, pour certaines centrales françaises, entre le prix de marché encaissé par celles-ci et le tarif de leur contrat d'achat dans le cadre des dispositions réglementaires en vigueur. Au 31 décembre 2022, la trésorerie des sociétés projets comprenait 90,3 millions d'euros relatifs à cette différence, et dont 84,3 millions d'euros ont été reversés à EDF OA au cours de l'exercice 2023.

En millions d'euros	31.12.2023	31.12.2022
Trésorerie et équivalents de trésorerie	778,0	622,7
Lignes de crédit <i>corporate</i> disponibles	288,0	288,0
Total	1 066,0	910,7

Lignes de crédit *corporate* disponibles

Le Groupe possédait en date de clôture des lignes de crédit court terme d'un montant de 288,0 millions d'euros, dont 250,0 millions d'euros de crédit syndiqué non mobilisé, composé d'un prêt *corporate* de 175,0 millions d'euros et d'une ligne de crédit *revolving* de 75,0 millions d'euros, pour assurer notamment les besoins en fonds de roulement de la société mère. Au cours du mois de février 2024, ce crédit syndiqué a fait l'objet d'un refinancement, portant la composante prêt *corporate* à 300 millions d'euros, et la ligne de crédit *revolving* à 200 millions d'euros (se reporter à la note 26). Ce crédit syndiqué demeurerait non tiré en date d'arrêté des comptes.

Lignes de crédit accordées aux projets

Au 31 décembre 2023, le Groupe bénéficie d'engagements reçus au titre de ses financements de projets et d'exploitation pour un montant de 484,1 millions d'euros non utilisés à cette date (se référer note 23.2).

NOTE 22.6. RISQUES LIÉS AUX ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES

Le Groupe vend de l'électricité très majoritairement dans le cadre de contrats de long-terme faisant l'objet d'engagements fermes de la part de ses contreparties, dont de nombreux États.

Dans certains pays, les États peuvent être amenés à remettre en cause rétroactivement certains tarifs de rachat bonifiés comme cela a été le cas en France en 2021, sans impact matériel sur les comptes du Groupe. Une remise en cause à l'avenir de certains tarifs de rachat serait susceptible d'impacter significativement les états financiers du Groupe.

Le Groupe considère toujours que sa stratégie multi-filière et multi-pays a pour effet de limiter le risque lié aux évolutions réglementaires en réduisant son exposition à une technologie ou à un pays particulier. Le prix particulièrement compétitif de l'électricité produite par le Groupe dans la grande majorité de ses contrats constitue également une couverture naturelle contre ce risque.

NOTE 23. ENGAGEMENTS HORS BILAN

NOTE 23.1. ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNÉS

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2023	31.12.2022
Garanties accordées à des fournisseurs	730,2	1 036,1
Maintenance	1 937,9	1 712,1
Autres engagements	326,3	358,8
Engagements donnés liés aux activités opérationnelles	2 994,4	3 107,0
Actifs donnés en garantie	5 318,2	4 728,4
Engagements donnés liés aux activités de financement	5 318,2	4 728,4
Total des engagements hors bilan donnés	8 312,6	7 835,4

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 23.2. ENGAGEMENTS HORS BILAN REÇUS

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2023	31.12.2022
Engagements d'achat d'énergie	7 838,0	7 079,1
Autres engagements reçus	4 455,0	4 162,2
Engagements reçus liés aux activités opérationnelles	12 293,0	11 241,4
Lignes de crédits accordées aux projets	484,1	547,3
Lignes de crédits <i>corporate</i> accordées	288,0	288,0
Engagements reçus liés aux activités de financement	772,1	835,3
Total des engagements hors bilan reçus	13 065,2	12 076,6

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 très majoritairement 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 24. TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

Les comptes consolidés du groupe Neoen sont intégrés par intégration globale dans les comptes consolidés de la société mère de Neoen, Impala qui détient 42,17 % de son capital. Au cours de l'exercice 2023, des transactions ont été réalisées avec la société Impala. Les charges auprès d'Impala concernent principalement des *management fees*. Les transactions avec Impala et ses filiales ont été effectuées à des conditions normales de marché, pour des montants peu significatifs.

La rémunération des principaux dirigeants est fournie en note 7.2.

NOTE 25. HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

En millions euros	Deloitte	RSM	Autres réseaux	Exercice 2023
Neoen SA				
Audit Légal	0,2	0,1	-	0,3
SACC ⁽¹⁾	0,2	0,1	-	0,2
Filiales				
Audit Légal	0,9	0,1	0,3	1,3
Total	1,4	0,2	0,3	1,9

En millions euros	Deloitte	RSM	Autres réseaux	Exercice 2022
Neoen SA				
Audit Légal	0,2	0,1	-	0,3
SACC	0,0	0,0	-	0,0
Filiales				
Audit Légal	0,9	-	0,2	1,1
Total	1,1	0,1	0,2	1,4

(1) Les SACC contiennent principalement les honoraires relatifs à l'augmentation de capital du 29 mars 2023.

NOTE 26. ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Refinancement du crédit syndiqué de Neoen SA

Le 8 février 2024, Neoen a finalisé le refinancement du crédit syndiqué mis en place en mars 2020, afin d'en porter le montant de 250 à 500 millions d'euros, et l'échéance de 2026 à 2029. Celui-ci comprend un emprunt à terme de 300 millions d'euros et une facilité de crédit revolving d'un montant nominal de 200 millions d'euros, dont les conditions financières sont indexées sur des indicateurs Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG). Le crédit syndiqué initial demeurait non tiré au 31 décembre 2023, tout comme, à ce jour, la nouvelle facilité. Ce refinancement permet de conforter significativement la liquidité du Groupe, pleinement engagé dans l'atteinte de son objectif de 10 GW de capacité totale en opération ou en construction dans le courant de l'année 2025.

Financement d'un portefeuille d'actifs en Australie

Le 23 février 2024, Neoen a finalisé la mise en place d'un nouveau financement adossé à un portefeuille de 7 actifs solaires et éoliens en opération en Australie, ainsi qu'à Collie Battery (219 MW / 877 MWh) actuellement en construction. Le montant total levé dépasse 1,1 milliard de dollars australiens, sur des maturités de 5 et 7 ans, et a permis de refinancer un total d'environ 700 millions de dollars australiens de dettes projet adossées à ces actifs. Ce nouveau financement a été conclu avec un groupe de 11 prêteurs australiens et internationaux de premier rang.

4.2 RAPPORT DE CERTIFICATION DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS DU GROUPE AU 31 DÉCEMBRE 2023

Exercice clos le 31 décembre 2023

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 2023, 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 1^{er} janvier 2023 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

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la

formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

A. IFRS 9 – Instruments dérivés de couverture

(Notes 20 de l'annexe aux comptes consolidés)

Risque identifié et principaux jugements

Le Groupe Neoen a recours à des emprunts à taux variable pour financer la construction de certaines centrales exposant ainsi le Groupe à un risque de taux d'intérêt. Pour le couvrir, Neoen a mis en place des instruments de couverture ferme de dérivés, tels que des swaps de taux, visant à fixer le taux d'intérêt en début de projet et à protéger le Groupe contre la hausse des taux d'intérêt au-delà d'un seuil maximal.

Le Groupe Neoen qualifie comptablement la plupart de ces instruments en couverture des flux de trésorerie (« Cash Flow Hedge ») conformément aux dispositions de la norme IFRS 9.

Comme indiqué dans la note 20 « Financement et Instruments financiers » de l'annexe, ces instruments dérivés sont initialement évalués à leur juste valeur à la date de la conclusion du contrat puis réévalués à chaque date de clôture à leur juste valeur. 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.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées en Autres éléments du résultat global pour la partie dite efficace de la couverture, et en résultat financier, pour la partie dite inefficace.

Au 31 décembre 2023, les instruments financiers dérivés de taux qualifiés comptablement en couverture de flux de trésorerie représentent 214,9 millions d'euros à l'actif et 15,0 millions d'euros au passif. Les variations de juste valeur de ces instruments sur l'exercice 2023 sont inscrites en Autres éléments du résultat global pour 198,6 millions d'euros et en résultat financier pour un produit de 0,2 millions d'euros.

Lorsqu'ils ne sont pas considérés comptablement comme des instruments de couverture de flux futurs de trésorerie (Cash-Flow Hedge), la variation nette de juste valeur de ces instruments est enregistrée en résultat financier.

Nous considérons la comptabilisation des instruments financiers comme un point clé de l'audit en raison :

- de la part de jugement exercé par la Direction dans la documentation et l'analyse de la qualification de ces relations de couvertures au regard des critères prévus par la norme IFRS 9 et des impacts comptables qui découlent de l'application de la comptabilité de couverture de flux de trésorerie ;
- du caractère significatif des encours et du recours au jugement dans l'évaluation de la juste valeur de ces instruments.

Procédures d'audit mises en œuvre en réponse à ce risque

Nos travaux ont notamment consisté à :

- Analyser la conformité des méthodologies appliquées par le Groupe aux normes comptables en vigueur ;
- Évaluer la compétence des experts mandatés par la société pour évaluer la juste valeur des instruments financiers et échanger avec la Direction afin d'obtenir une compréhension des périmètres d'intervention de ceux-ci ;
- Valider l'exhaustivité des instruments financiers du Groupe au travers de la circularisation des banques ;
- Prendre connaissance des processus et des dispositifs de contrôle interne relatifs à la valorisation des instruments financiers au travers du rapprochement de leur juste valeur à celle déterminée par les experts mandatés par la société et de la vérification, sur la base d'une sélection d'instrument. Nous avons rapproché ces états des confirmations bancaires
- Réaliser des contre-valorisations indépendantes en utilisant nos propres modèles de valorisation ;
- Revoir la documentation de couverture de flux de trésorerie établie au regard des critères prévus par la norme IFRS 9 ;
- Valider la conformité du traitement comptable appliqué aux instruments financiers et leurs impacts sur le compte de résultat et les autres éléments du résultat global au regard du référentiel IFRS ;
- Vérifier le caractère approprié de l'information fournie dans les notes annexes aux comptes consolidés.

B. Valorisation des Corporate Power Purchase Agreements (CPPA)

(Notes 1.4, 4, 9, 20.3, 20.4, 22.2 de l'annexe aux comptes consolidés)

Risque identifié

Le Groupe Neoen a conclu des contrats d'achat d'électricité de moyen et long terme dits « Corporate Power Purchase Agreements » (« CPPA »). Certains contrats prévoient un règlement financier entre les parties et sont considérés comme des instruments financiers dérivés au sens de la norme IFRS 9 « Instruments financiers ». C'est notamment le cas des contrats « Virtual Power Purchase Agreements » (« VPPA ») conclus par des centrales en Australie et en Europe.

La variation de juste valeur de ces contrats, qui n'ont pas été qualifiés d'instruments de couverture, est comptabilisée en résultat opérationnel courant.

Au 31 décembre 2023, ces instruments financiers représentent 91,9 millions d'euros à l'actif (contre 46,1 millions d'euros au 31 décembre 2022) et 4,9 millions d'euros au passif (contre 44,9 millions d'euros au 31 décembre 2022).

La juste valeur de ces instruments est déterminée conformément aux dispositions de la norme IFRS 13 « Évaluation de la juste valeur ».

Les techniques retenues par la direction pour procéder à cette valorisation comportent une part significative de jugement quant au choix des modèles, des données et des hypothèses retenus compte tenu :

- de l'utilisation de modèles internes de valorisation ;
- du recours à des paramètres de valorisation non observables sur le marché (notamment du fait de l'absence de prix à terme observables sur la durée de vie de ces contrats).

Ces instruments financiers, dont l'évaluation requiert l'utilisation de données d'entrée non observables significatives, sont donc classés en niveau 3 de la hiérarchie de juste valeur qu'ils soient comptabilisés à l'actif ou au passif.

Par ailleurs, le Groupe a pris la décision de retraiter, dans la note 4 de l'annexe « Information sectorielle », la variation de la juste valeur de ces instruments financiers dérivés Energie de l'EBITDA, de l'EBIT et du résultat net de l'ensemble consolidé.

En raison du caractère significatif des encours et du recours au jugement dans la détermination de la valeur de marché, nous estimons que l'évaluation des contrats de « Corporate Power Purchase Agreements » constitue un point clé de l'audit.

Procédures d'audit mises en œuvre en réponse à ce risque

- Nous avons pris connaissance des processus et des dispositifs de contrôle interne relatifs à l'identification, à la comptabilisation et à la valorisation de ces instruments financiers dérivés.
- Nous avons procédé, avec le concours de nos spécialistes en évaluation d'instruments financiers, à la revue de la pertinence des hypothèses, paramètres, méthodologies et modèles retenus dans le contexte d'incertitude présentés précédemment.
- Nous avons examiné les informations relatives à la valorisation des instruments financiers publiées en annexe.

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 consolidés 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 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.

En raison des limites techniques inhérentes au macro-balisage des comptes consolidés selon le format d'information électronique unique européen, il est possible que le contenu de certaines balises des notes annexes ne soit pas restitué de manière identique aux comptes consolidés joints au présent rapport.

Par ailleurs, il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés 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 l'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 et depuis lors pour le cabinet Deloitte & Associés. Le Cabinet RSM Paris a été nommé par votre assemblée générale du 12 septembre 2018.

Au 31 décembre 2023, Deloitte & Associés était dans la 16^{ème} année de sa mission sans interruption et le cabinet RSM Paris dans sa 6^{ème} 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.821-55 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.821-27 à L.821-34 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 29 février 2024

Les commissaires aux comptes

RSM Paris

Jean-Charles BOUCHER

Deloitte & Associés

Benoît PIMONT

4.3 COMPTES ANNUELS DE NEOEN S.A. AU 31 DÉCEMBRE 2023

4.3.1 COMPTE DE RÉSULTAT

(En millions d'euros)	Notes	31.12.2023	31.12.2022
Chiffre d'affaires	3.1	107,9	85,8
Autres produits ⁽¹⁾		0,2	3,0
PRODUITS D'EXPLOITATION		108,1	88,8
Charges externes	5.1	(80,1)	(59,6)
Impôts, taxes et versements assimilés		(1,2)	(1,2)
Salaires et traitements	8.1	(21,8)	(15,7)
Charges sociales	8.1	(9,0)	(8,7)
Charges de personnel	8.1	(30,9)	(24,4)
Dotations aux amortissements sur immobilisations	14 et 15	(0,7)	(0,6)
Dotations aux amortissements sur charges d'exploitation ⁽²⁾		(1,5)	(2,0)
Pertes et gains de change		(0,3)	(0,0)
Autres charges ⁽³⁾		(0,3)	(0,3)
CHARGES D'EXPLOITATION		(115,0)	(88,1)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		(6,9)	0,8
Produits financiers	10.1	192,8	68,9
Charges financières	10.1	(40,8)	(22,1)
Résultat financier	10.1	152,0	46,8
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS		145,2	47,6
Produits exceptionnels	11	9,9	9,0
Charges exceptionnelles	11	(9,1)	(7,5)
Résultat exceptionnel	11	0,8	1,5
Intéressement / participation des salariés aux résultats de l'entreprise		(1,3)	(1,2)
Impôts sur les bénéfices	12	(7,3)	(0,2)
RÉSULTAT NET		137,4	47,7

(1) Comprennent, sur l'exercice 2023, principalement, les transferts de charges relatifs à des coûts internes liés à un projet informatique en cours de développement. En 2022, il s'agissait principalement de transferts de charges relatifs aux frais et honoraires liés à l'émission d'OCEANES à échéance 2027, d'un montant nominal de 300 millions d'euros, réalisée le 14 septembre 2022 (2,7 millions d'euros), ainsi que des gains de change sur dettes et créances commerciales (0,3 million d'euros).

(2) Correspondent à l'amortissement de frais liés à la mise en place des financements « OCEANES » et « crédit syndiqué ».

(3) Correspondent principalement aux rémunérations perçues par les mandataires sociaux non exécutifs.

4.3.2 BILAN ACTIF

(En millions d'euros)	Notes	Brut 31.12.2023	Amort/dépr	Net 31.12.2023	Net 31.12.2022
Immobilisations incorporelles	14	3,5	(2,3)	1,3	0,6
Immobilisations corporelles	14	4,4	(1,8)	2,6	2,7
Titres de participation	15	154,5	(4,4)	150,0	78,2
Créances rattachées à des participations	15	2 462,0	(8,1)	2 453,9	1 763,6
Dépôts et cautions	15	14,3	-	14,3	14,8
Autres immobilisations financières	15	9,4	-	9,4	5,3
Immobilisations financières	15	2 640,1	(12,5)	2 627,7	1 861,9
ACTIF IMMOBILISÉ		2 648,1	(16,5)	2 631,5	1 865,2
Avances et acomptes		5,5	-	5,5	2,8
Clients et comptes rattachés	3.2	35,8	-	35,8	16,2
Autres créances	3.2	9,5	-	9,5	10,2
Créances	3.2	50,7	-	50,7	29,3
Disponibilités et divers		383,7	-	383,7	246,4
ACTIF CIRCULANT		434,5	-	434,5	275,6
Charges constatées d'avance	16	1,4	-	1,4	0,7
Charges à répartir	16	4,0	-	4,0	5,5
Écart de conversion actif	16	0,3	-	0,3	0,1
TOTAL ACTIF		3 088,2	(16,5)	3 071,7	2 147,1

4.3.3 BILAN PASSIF

(En millions d'euros)	Notes	31.12.2023	31.12.2022
Capital social	13	304,2	229,3
Primes d'émission, de fusion, d'apport	13	1 933,0	1 247,4
Réserve légale	13	8,9	6,5
Autres réserves	13	103,0	76,7
Report à nouveau	13	8,0	8,0
Résultat de l'exercice	13	137,4	47,7
CAPITAUX PROPRES	13	2 494,5	1 615,7
Provisions pour risques et charges	7	6,8	2,5
Provisions pour pertes de change	7	0,3	0,1
PROVISIONS	7	7,1	2,6
Emprunts obligataires convertibles	10.2	472,8	473,0
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	10.2	-	-
Emprunts et dettes financières divers	10.2	59,2	20,6
Dettes financières	10.2	532,0	493,6
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	5.2	22,8	18,7
Dettes fiscales et sociales	9	14,7	15,2
Dettes d'exploitation		37,5	33,9
Autres dettes	9	0,0	0,2
Produits constatés d'avance	9	0,0	0,3
DETTES		569,5	527,9
Écart de conversion passif	17	0,5	0,9
TOTAL PASSIF		3 071,7	2 147,1

4.3.4 NOTES ANNEXES AUX COMPTES ANNUELS

NOTE 1.	Règles et méthodes comptables	185	NOTE 11.	Résultat exceptionnel	193
NOTE 2.	Activité de la société et faits marquants de l'exercice	185	NOTE 12.	Impôts	193
NOTE 3.	Ventes	186	NOTE 13.	Capitaux propres	195
NOTE 4.	Échéancier des créances	187	NOTE 14.	Immobilisations corporelles et incorporelles	197
NOTE 5.	Achats	187	NOTE 15.	Immobilisations financières	198
NOTE 6.	Échéancier des dettes	188	NOTE 16.	Comptes de régularisation actif	199
NOTE 7.	Provisions	189	NOTE 17.	Comptes de régularisation passif	199
NOTE 8.	Charges de personnel et rémunération des organes de direction et d'administration	190	NOTE 18.	Tableau/Liste des filiales et participations	200
NOTE 9.	État des autres dettes	191	NOTE 19.	Autres informations	201
NOTE 10.	Éléments Financiers	192	NOTE 20.	Engagements hors bilan	201
			NOTE 21.	Événements postérieurs à la clôture	202

NOTE 1. RÈGLES ET MÉTHODES COMPTABLES

Établissement des comptes

Les comptes sociaux au 31 décembre 2023 sont établis en conformité avec les dispositions légales et réglementaires applicables en France selon le règlement n°2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables du 5 juin 2014 ainsi que les avis et recommandations ultérieurs de l'Autorité des Normes Comptables et tous les règlements l'ayant modifié par la suite. Ces comptes ont été préparés selon les mêmes principes et méthodes d'évaluation qu'au 31 décembre 2022.

Changement de méthode d'évaluation

Néant.

Changement de méthode de présentation

Néant.

NOTE 2. ACTIVITÉ DE LA SOCIÉTÉ ET FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE

Activité de la société

Neoen S.A., société anonyme de droit français, a été initialement constituée et immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris le 29 septembre 2008, sous le numéro 508 320 017, sous forme de société par actions simplifiée. Ses actions ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris le 17 octobre 2018.

Tête du Groupe, Neoen, détient principalement des sociétés holding qui détiennent à leur tour, directement ou indirectement, des sociétés projets portant les centrales de production ou de stockage d'énergie.

Faits marquants de l'exercice

Plan d'attribution d'actions gratuites

Le 28 février 2023, le Conseil d'administration a décidé d'attribuer gratuitement 221 766 actions de Neoen S.A. à certains salariés du Groupe. L'attribution des actions ne sera définitive qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 3 ans, à condition que les bénéficiaires soient toujours présents au sein du Groupe et que les conditions de performance fixées par le Conseil d'administration dans le règlement du plan, et portant notamment sur l'atteinte d'objectifs financiers et de développement, soient remplies.

Augmentations de capital

Le 29 mars 2023, Neoen a réalisé avec succès une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, lancée le 7 mars 2023, dont la période de souscription s'est étalée du 10 au 22 mars 2023 inclus. Le montant brut de l'augmentation de capital (prime d'émission incluse) s'est élevé à 750,4 millions d'euros et s'est traduit par l'émission de 36 694 552 actions nouvelles d'une valeur nominale de 2 euros à un prix de souscription de 20,45 euros par action nouvelle.

Le produit de l'augmentation de capital permettra à Neoen de financer son plan de développement visant à dépasser 10 GW de capacité en opération ou en construction courant 2025 mais aussi d'étendre ses capacités de stockage, notamment par l'investissement dans des batteries dotées d'une plus grande durée d'autonomie par MW installé.

Cette opération s'est traduite par un impact de 744,0 millions d'euros net de frais d'émission et net d'impôts sur les capitaux propres du groupe.

Au cours de l'exercice, d'autres augmentations du capital social ont été réalisées du fait de :

- La création de 641 364 actions dans le cadre du paiement de dividendes réalisé le 5 juin ;
- La création de 48 984 actions dans le cadre d'un plan d'attribution d'actions gratuites arrivé à échéance le 3 juillet ;
- La création de 45 056 actions dans le cadre d'une augmentation de capital réservée aux salariés ;
- L'exercice de 1 000 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 9,25 euros, de 21 995 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 8,50 euros.

Ces opérations, d'un montant de 760 559 346,97 euros, dont 685 653 444,97 euros de prime d'émission, ont porté le capital social à 304 244 898 euros (se référer à la note 13).

Paiement du dividende au titre de l'exercice 2022

Lors de l'Assemblée Générale du 10 mai 2023, les actionnaires ont approuvé la mise en distribution d'un dividende de 0,125 euro par action avec option pour le paiement du dividende en actions nouvelles. Chaque actionnaire pouvait ainsi recevoir, soit 100 % du dividende en numéraire, soit 100 % du dividende en actions ordinaires nouvelles.

À la clôture de la période d'exercice de l'option (du 19 mai 2023 au 2 juin 2023 inclus), près de 83 % des droits ont été exercés en faveur du paiement du dividende en actions.

Cette opération a entraîné la création de 641 364 actions ordinaires nouvelles (représentant après augmentation de capital environ 0,42 % du capital), et le versement de 3,1 millions d'euros de dividende en numéraire.

Augmentation de capital réservée aux salariés

Le 12 mai 2023, Neoen S.A. a réalisé une augmentation de capital réservée à ses salariés et mandataires sociaux en France.

Celle-ci proposait à chaque bénéficiaire l'acquisition de 144 actions nouvelles au prix préférentiel de souscription de 19,51 euros par action (bénéficiant d'une décote de 30 % par rapport à la moyenne des cours de clôture de l'action des vingt dernières séances de bourse précédant le jour de fixation du prix par le président - directeur général, le 5 avril 2023, sur subdélégation du Conseil d'administration) et un abondement à raison d'une action offerte pour une action souscrite.

Cette opération a donné lieu à la création de 45 056 actions d'une valeur nominale de 2 euros correspondant à une augmentation de capital de 439 521,28 euros dont 394 465,28 euros de prime d'émission.

NOTE 3. VENTES

NOTE 3.1. CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est principalement constitué des prestations de services assurées par la Société auprès de ses filiales, dans le cadre du développement de projets ainsi que de la gestion et de la supervision des actifs en exploitation. Ces prestations sont comptabilisées en chiffre d'affaires au fur et à mesure de leur réalisation, conformément aux jalons prévus contractuellement.

Ventilation du montant net de chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires par type d'activité et marché géographique se ventile de la façon suivante :

(En millions d'euros)	France	Export	Total
Prestations de services	10,2	97,7	107,9
Chiffre d'affaires	10,2	97,7	107,9
Proportion en %	9 %	91 %	100 %

NOTE 3.2. CRÉANCES D'EXPLOITATION

Principe comptable

Les créances sont comptabilisées à leur valeur nominale. Elles sont dépréciées, le cas échéant, pour tenir compte des éventuelles difficultés de recouvrement. Les dépréciations éventuelles sont effectuées au cas par cas, sur la base notamment de la solvabilité des clients.

État des créances d'exploitation

Le poste se décompose de la façon suivante :

(En millions d'euros)	Valeur brute 31.12.2023	Dépréciation	Valeur nette 31.12.2023	Valeur nette 31.12.2022
Créances clients et comptes rattachés	35,8	-	35,8	16,2
Autres créances	9,5	-	9,5	10,2
Avances et acomptes	5,5	-	5,5	2,8
TOTAL	50,7	-	50,7	29,3

L'augmentation des créances clients s'explique principalement par la hausse des créances relatives aux conventions de développement, principalement avec des sociétés projets australiennes, finlandaises et suédoises, non encore encaissées au 31/12/2023, mais dont les encaissements interviendront au cours de l'année 2024.

Les autres créances sont principalement composées de créances fiscales liées à des crédits d'impôt et à de la TVA à récupérer.

NOTE 4. ÉCHÉANCIER DES CRÉANCES

(En millions d'euros)	Valeur brute 31.12.2023	< 1 an	> 1 an	Dont entrep. liées
Créances rattachées à des participations	2 462,0	-	2 462,0	2 462,0
Titres de participation	154,5	-	154,5	154,5
Dépôts et cautions	14,3	0,1	14,2	-
Autres immobilisations financières	9,4	0,1	9,3	-
Total de l'actif immobilisé	2 640,1	0,2	2 639,9	2 616,4
Clients	35,8	35,8	-	-
État – Taxes sur la valeur ajoutée	8,7	8,7	-	-
État – Autres impôts et taxes	0,8	0,8	-	-
Débiteurs divers	5,5	5,5	-	-
Total de l'actif circulant	50,7	50,7	-	-
Charges constatées d'avance	1,4	1,4	-	-
TOTAL	2 692,3	52,4	2 639,9	2 616,4

NOTE 5. ACHATS

NOTE 5.1. AUTRES ACHATS ET CHARGES EXTERNES

Dans le cadre de sa politique de prix de transfert, l'ensemble des frais de développement encourus pour des projets internationaux du Groupe sont soit portés par Neoen S.A., soit refacturés par les sociétés de développement internationales à Neoen S.A. Ces frais de développement correspondent à des dépenses externes engagées principalement dans le cadre de l'obtention de permis, la réalisation d'études environnementales ou techniques ainsi qu'à des frais internes de personnel.

(En millions d'euros)	31.12.2023	31.12.2022
Frais de développement France	(8,5)	(6,1)
Frais de développement internationaux	(51,9)	(34,5)
Études & sous-traitance	(1,5)	(2,0)
Honoraires	(9,5)	(9,8)
Autres charges	(8,7)	(7,3)
TOTAL	(80,1)	(59,6)

Le groupe a intensifié ses investissements dans le développement de ses projets en France (+ 2,4 millions d'euros) et à l'international (+ 17,4 millions d'euros), principalement en Australie, en Italie et au Canada.

NOTE 5.2. DETTES D'EXPLOITATION

Principe comptable

Les dettes sont comptabilisées à leur valeur nominale.

État des dettes d'exploitation

Le poste se décompose de la façon suivante :

(En millions d'euros)	31.12.2023	31.12.2022
Fournisseurs - Groupe	16,5	11,4
Fournisseurs - Hors Groupe	2,8	1,8
Factures non parvenues - Groupe	0,2	1,0
Factures non parvenues - Hors Groupe	3,4	4,5
TOTAL	22,8	18,7

Les dettes fournisseurs – Groupe sont composées de refacturation des frais de développement des projets internationaux par les sociétés de développement locales

Les dettes fournisseurs hors groupes sont composées principalement d'honoraires divers.

NOTE 6. ÉCHÉANCIER DES DETTES

(En millions d'euros)	Valeur brute 31.12.2023	< 1 an	De 1 à 5 ans	> 5 ans	Dont entrepr. liées
Emprunts obligataires convertibles	472,8	2,8	470,0	-	-
Emprunts et dettes financières divers	59,2	54,8	-	4,4	54,8
Fournisseurs et comptes rattachés	22,8	22,8	-	-	-
Personnel et comptes rattachés	5,3	5,3	-	-	-
Sécurité sociale et autres organismes sociaux	3,8	3,8	-	-	-
États et autres collectivités publiques :	5,6	5,6			
> Taxe sur la valeur ajoutée	5,1	5,1	-	-	-
> Autres impôts et comptes rattachés	0,5	0,5	-	-	-
Autres dettes	0,0	0,0	-	-	-
Produits constatés d'avance	0,0	0,0	-	-	-
TOTAL	569,5	95,2	470,0	4,4	54,8

NOTE 7. PROVISIONS

Principe comptable

Des provisions pour risques et charges sont constituées pour faire face aux sorties probables de ressources au profit de tiers, sans contrepartie pour la société. Ces provisions sont estimées en prenant en considération les hypothèses les plus probables à la date d'arrêté des comptes.

Détail des provisions par nature

Le détail des provisions par nature est le suivant :

(En millions d'euros)	31.12.2022	Dotations	Reprises utilisées	Reprises non utilisées	31.12.2023
Provisions pour litiges	0,4	-	-	-	0,4
Provisions pour risques	-	-	-	-	-
Provisions pour charges ⁽¹⁾	2,1	6,7	(2,4)	-	6,4
Provisions pour pertes de change	0,1	3,0	(2,8)	-	0,3
TOTAL	2,6	9,7	(5,2)	-	7,1

(1) Au 31 décembre 2023, les provisions sur les actions auto-détenues s'élèvent à 6,4 millions d'euros. Ces actions sont destinées à être attribuées aux bénéficiaires de plans d'actions gratuites lorsque ceux-ci arriveront à échéance, respectivement en 2024, 2025 et 2026. Elles sont ainsi dépréciées au prorata du temps écoulé sur la durée totale des plans.

NOTE 8. CHARGES DE PERSONNEL ET RÉMUNÉRATION DES ORGANES DE DIRECTION ET D'ADMINISTRATION

Principe comptable

Engagements envers le personnel

La Société s'affranchit de ses obligations de financement des retraites de son personnel par le versement de cotisations, calculées sur la base des salaires, aux organismes qui gèrent les programmes de retraites.

En outre, une indemnité de départ à la retraite, déterminée en fonction de l'ancienneté et du niveau de rémunération, doit être versée aux salariés présents dans l'entreprise à l'âge de la retraite.

L'engagement de la Société à ce titre, calculé selon la méthode des unités de crédits projetées n'est pas significatif, compte tenu du peu d'ancienneté acquise par les salariés à ce jour et de la moyenne d'âge de l'effectif, et n'a donc pas été comptabilisé.

NOTE 8.1. CHARGES DE PERSONNEL ET EFFECTIF

(En millions d'euros)

	31.12.2023	31.12.2022
Charges de personnel		
Salaires et traitements	(21,8)	(15,7)
Charges sociales	(9,0)	(8,7)
CHARGES DE PERSONNEL	(30,9)	(24,4)
Équivalent temps pleins (ETP) – Moyen		
Cadres	183	166
Employés et agent de maîtrise	3	3
EFFECTIF	186	169

L'augmentation du poste salaires et traitement est due principalement à :

- L'impact de plans d'actions gratuites au bénéfice des salariés pour – 4,3 millions d'euros. Les actions auto-détenues sont dépréciées au prorata du temps écoulé sur la durée totale des plans, générant une charge de (6,7) millions d'euros sur l'exercice 2023. En 2022, (2,4) millions d'euros avaient été reconnus au titre de l'impact de plans d'actions gratuites.
- La hausse de la masse salariale pour – 1,8 millions d'euros, liée essentiellement à l'augmentation des effectifs sur l'exercice.

Les charges sociales progressent de – 0,3 million d'euros en raison principalement :

- De la hausse de la masse salariale (0,9 million d'euros) ;
- De la baisse des provisions au titre des cotisations sociales dans la cadre des plans d'actions gratuites en cours et arrivant à échéance en 2024, 2025 et 2026 (– 0,6 million d'euros).

NOTE 8.2. CARACTÉRISTIQUES DES PLANS D'OPTIONS D'ACHAT OU DE SOUSCRIPTION D' ACTIONS ET DES PLANS D'ATTRIBUTION D' ACTIONS GRATUITES AUX SALARIÉS

Plans d'options d'achat ou de souscriptions d'actions

Au 31 décembre 2023, toutes les options d'achat ont été levées. Il n'y a plus d'option en circulation.

Plans d'attributions d'actions gratuites

Date d'attribution	Nombre d'actions attribuées	Date d'acquisition des actions	Date de fin de période de conservation	Nombre d'actions en circulation ⁽¹⁾
10/03/2021	272 302	11/03/2024	-	294 980
14/03/2022	164 046	14/03/2025	-	173 294
28/02/2023	221 766	28/02/2026	-	232 172
TOTAL	658 114			700 446

(1) À la suite des augmentations de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, réalisées le 9 avril 2021 et le 29 mars 2023, conformément aux dispositions légales applicables et aux stipulations des plans d'actions attribuées gratuitement et des plans d'options de souscription d'actions, le président - directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des droits des bénéficiaires d'actions gratuites et d'options de souscription d'actions (pour un coefficient respectif de 1,081 et 1,088).

NOTE 9. ÉTAT DES AUTRES DETTES

(En millions d'euros)	31.12.2023	31.12.2022
Dettes sociales	9,1	8,7
Dettes fiscales	5,6	6,5
Autres dettes	0,0	0,2
Produits constatés d'avance	0,0	0,3
TOTAL	14,7	15,6

NOTE 10. ÉLÉMENTS FINANCIERS

Principes comptables**Valeurs mobilières de placement**

Les valeurs mobilières de placement représentent les emplois temporaires de trésorerie placés en SICAV et/ou en FCP de trésorerie. Elles sont comptabilisées à leur coût historique d'acquisition. Lors des cessions, les plus ou moins-values sont calculées selon la méthode *first-in first-out* (FIFO).

Une provision est constituée si la valeur liquidative est inférieure à la valeur comptable.

Opérations en devises

Les comptes de Neoen SA sont établis en euros. Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contre-valeur en euro à la date de l'opération. A la date de clôture, les dettes et les créances en devises étrangères sont converties et comptabilisées au bilan sur la base du dernier cours de change, en contrepartie des postes « écarts de conversion – actif/passif » au bilan.

Les gains de change latents n'entrent pas dans la formation du résultat comptable. Les pertes latentes de change non compensées par une couverture de change font l'objet d'une provision pour pertes de change.

Opérations de couverture

Les principes de la comptabilité de couverture sont appliqués de façon obligatoire dès lors qu'une relation de couverture est identifiée en gestion et documentée. Les effets des instruments financiers utilisés par Neoen S.A. pour couvrir et gérer ses risques de change sont reconnus dans le compte de résultat de manière symétrique à ceux de l'élément couvert.

NOTE 10.1. RÉSULTAT FINANCIER

(En millions d'euros)

	31.12.2023	31.12.2022
Produits financiers	192,8	68,9
Produits financiers de participations	167,0	59,7
Autres intérêts et produits assimilés	18,7	5,5
Reprises sur provisions et transferts de charges	0,1	0,8
Gains de change	7,1	2,8
Charges financières	(40,8)	(22,1)
Dotations financières aux amortissements et provisions	(12,8)	(0,1)
Intérêts et charges assimilées	(20,1)	(17,6)
Pertes de change	(8,0)	(4,4)
RÉSULTAT FINANCIER	152,0	46,8

La progression du résultat financier s'explique principalement par :

- L'augmentation des dividendes perçus des filiales (+ 85,0 millions d'euros). Cette hausse est principalement due à la distribution exceptionnelle de :
 - Neoen production 2 à la suite de l'opération de refinancement réalisée en 2022 et des cessions intra-groupes afférentes conclues au premier trimestre 2023 (+ 65,4 millions d'euros) ; et
 - NP Investment dans le cadre de la cession de la centrale de Cabrela au Portugal (+ 25,2 millions d'euros).
- L'augmentation des intérêts sur comptes courants d'associés pour + 22,2 millions d'euros, liée à la poursuite de la croissance des investissements réalisés dans de nouveaux projets ;
- La rémunération de l'ensemble des placements financiers (+14,1 millions d'euros) compte tenu de la trésorerie disponible générée notamment par l'augmentation de capital du 29 mars 2023 et dans un contexte de hausse des taux d'intérêts.

Partiellement compensées par :

- La dépréciation des titres de participation et du compte courant d'associé de la holding portugaise détenant les titres d'un actif au Mozambique, compte tenu de sa cession à venir, pour – 12,5 millions d'euros.

L'augmentation des charges d'intérêts associées aux OCEANes (– 2,5 millions d'euros). Cette hausse est due à la comptabilisation d'intérêts, sur une année pleine, relatifs aux OCEANes émises en septembre 2022.

NOTE 10.2. ÉTAT DES DETTES FINANCIÈRES

(En millions d'euros)	31.12.2023	31.12.2022
Emprunts	470,0	470,0
Intérêts courus sur emprunts	2,8	3,0
Autres dettes financières	59,2	20,6
TOTAL	532,0	493,6

L'augmentation du poste autres dettes financières s'explique essentiellement par un prêt ponctuel consenti par une société en exploitation en Australie.

NOTE 11. RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

(En millions d'euros)	31.12.2023	31.12.2022
Produits exceptionnels	9,9	9,0
Produits exceptionnels sur opérations de gestion	0,0	-
Produits exceptionnels sur opérations en capital	0,7	1,7
Reprises sur provisions et transferts de charges	9,1	7,3
Charges exceptionnelles	(9,1)	(7,5)
Charges exceptionnelles sur opérations de gestion	(6,7)	(2,5)
Charges exceptionnelles sur opérations en capital	(2,4)	(4,9)
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	0,8	1,5

En 2023, les produits exceptionnels sur opérations en capital correspondent principalement à la perception d'un complément de prix. En 2022, il s'agissait de produits de cessions de filiales à d'autre entités du groupe dans le cadre de la structuration de nouveaux financements de projets.

Les charges exceptionnelles sont essentiellement composées d'un mali sur actions auto-détenues, lié d'une part aux actions ayant été définitivement attribuées lors de l'arrivée à échéance, le 3 juillet 2023, d'un plan d'attribution d'actions gratuites et d'autre part aux actions auto-détenues dépréciées au prorata du temps écoulé sur la durée totale des plans encore ouverts.

Ces charges sont compensées intégralement par un transfert de charges du même montant en produit exceptionnel (la charge associée à l'attribution d'actions gratuites étant ainsi comptabilisée en charges de personnel).

NOTE 12. IMPÔTS**Intégration fiscale**

La Société a opté à compter du 1^{er} janvier 2010, pour le régime d'intégration fiscale prévu aux articles 223A et suivants du CGI, avec ses filiales et sous-filiales dont la liste au 31 décembre 2023 est la suivante : Neoen Préfinancement France, Neoen Solaire, Neoen Services, Neoen Éolienne, Neoen International ainsi que Neoen Production 2, Neoen Investissement, Neoen Northern Hémisphère, Neoen Holding Jamaica, Neoen Holding Mexico, Neoen Holding El Salvador, Neoen Mexico, Neoen Investissement II, Zambian Sunlight, Neoen Production 3, Neoen Zéphyr, Neoen Finland I, Neoen Finland II, Neoen Finland III, Neoen Finland IV Neoen Finland V et Neoen Ireland II.

Les filiales ci-après ont rejoint le groupe d'intégration fiscale à compter du 1^{er} janvier 2023 : Neoen Finland I, Neoen Finland II, Neoen Finland IV Neoen Finland V et Neoen Ireland.

En qualité de société mère intégrante, Neoen SA assume la consolidation des résultats fiscaux de toutes les sociétés membres et le paiement au Trésor de l'impôt correspondant. Elle reçoit de ses filiales le montant d'impôt qu'elles auraient dû supporter en l'absence d'intégration fiscale. En conséquence, au 31 décembre 2023, le montant de l'impôt dû par Neoen SA s'élève à 6,1 millions d'euros.

Détermination du résultat fiscal de l'intégration fiscale

	Résultat comptable	Réintégrations	Déductions	Résultat fiscal	Utilisation déficits propres	Résultat fiscal après utilisation des déficits propres
Neoen	137,4	26,0	104,1	59,3	-	59,3
Neoen International	3,2	0,5	3,3	0,4	-	0,4
Neoen Services	0,6	0,9	1,1	0,3	-	0,3
Neoen Éolienne	(0,8)	0,1	-	(0,7)	-	(0,7)
Neoen Solaire	(0,1)	0,1	0,0	(0,0)	-	(0,0)
Neoen Préfinancement France	2,1	17,2	19,2	0,0	-	0,0
Neoen Production 2	23,7	8,7	25,0	7,3	(4,2)	3,2
Neoen Production 3	2,5	1,7	-	4,2	-	4,2
Neoen Investissement	(8,9)	7,7	0,0	(1,2)	-	(1,2)
Neoen Northern Hemisphere	0,4	0,1	-	0,5	-	0,5
Zambian Sunlight One	4,0	1,3	-	5,3	-	5,3
Neoen Holding Jamaica	(0,3)	0,0	0,5	(0,7)	-	(0,7)
Neoen Holding Mexico	(1,2)	0,2	-	(1,0)	-	(1,0)
Neoen Holding El Salvador	(0,2)	0,0	-	(0,2)	-	(0,2)
Neoen Zephyr	(0,0)	-	-	(0,0)	-	(0,0)
Neoen Holding Finland III	(1,1)	0,2	0,0	(0,9)	-	(0,9)
Neoen Holding Mexico II	(0,1)	-	-	(0,1)	-	(0,1)
Neoen Investissement II	(0,0)	-	-	(0,0)	-	(0,0)
Neoen Holding Finland I	(0,1)	-	-	(0,1)	-	(0,1)
Neoen Holding Finland II	(2,4)	-	-	(2,4)	-	(2,4)
Neoen Holding Finland IV	(0,2)	-	-	(0,2)	-	(0,2)
Neoen Holding Finland V	(0,3)	-	-	(0,3)	-	(0,3)
Neoen Ireland II	(0,3)	-	-	(0,3)	-	(0,3)
TOTAL	157,5	64,8	153,2	69,1	(4,2)	64,9

Réintégrations/déductions propre à l'Intégration Fiscale	(26,4)

Résultat de l'Intégration Fiscale	38,5

Consommation des déficits de l'Intégration Fiscale	-

Résultat après utilisation	38,5

Impôt dû	9,6

Montant de la Contribution Sociale sur l'IS	0,3

Crédits d'impôt	(0,3)

Produit d'intégration fiscale	(3,5)

Impôts sur les bénéfices	6,1

Détermination des résultats fiscaux individuels sans le bénéfice de l'intégration fiscale

	Calculé sans le bénéfice de l'intégration fiscale				
	Résultat fiscal	Report défictaire 31.12.2022	Consommation du déficit	Base taxable	IS théorique
Neoen	59,3	-	-	59,3	15,3
Neoen International	0,4	-	-	0,4	0,1
Neoen Services	0,3	-	-	0,3	0,1
Neoen Eolienne	(0,7)	0,2	-	(0,7)	-
Neoen Solaire	(0,0)	0,0	-	(0,0)	-
Neoen Préfinancement France	0,0	12,2	(0,0)	0,0	0,0
Neoen Production 2	7,3	12,2	(4,2)	3,2	0,8
Neoen Production 3	4,2	-	-	4,2	1,1
Neoen Investissement	(1,2)	2,9	-	(1,2)	-
Neoen Northern Hemisphere	0,5	-	-	0,5	0,1
Zambian Sunlight One	5,3	-	-	5,3	1,3
Neoen Holding Jamaica	(0,7)	1,8	-	(0,7)	-
Neoen Holding Mexico	(1,0)	1,0	-	(1,0)	-
Neoen Holding El Salvador	(0,2)	0,1	-	(0,2)	-
Neoen Zephyr	(0,0)	0,0	-	(0,0)	-
Neoen Holding Finland III	(0,9)	0,6	-	(0,9)	-
Neoen Holding Mexico II	(0,1)	-	-	(0,1)	-
Neoen Investissement II	(0,0)	-	-	(0,0)	-
Neoen Holding Finland I	(0,1)	-	-	(0,1)	-
Neoen Holding Finland II	(2,4)	1,8	-	(2,4)	-
Neoen Holding Finland IV	(0,2)	-	-	(0,2)	-
Neoen Holding Finland V	(0,3)	-	-	(0,3)	-
Neoen Ireland II	(0,3)	-	-	(0,3)	-

NOTE 13. CAPITAUX PROPRES**Capital social**

Le 28 février 2023, la société a constaté l'exercice de 1 000 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 9,25 euros, pour un montant total de 9 750 euros, dont 7 250 euros de prime d'émission, portant le capital social à 229 340 996 euros.

Le 29 mars 2023, 36 694 552 actions nouvelles ont été émises dans le cadre d'une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, représentant un montant total brut de 750 403 588,40 euros dont 677 014 484,40 euros de prime d'émission et portant le capital à 302 730 100 euros.

Le 12 mai 2023, 45 056 actions d'une valeur nominale de 2 euros ont été créées dans le cadre d'une augmentation de capital réservée aux salariés pour un montant total de 484 577,28 euros, dont 394 465,28 euros de prime d'émission, portant le capital social à 302 820 212 euros.

Ce même jour, la société a constaté l'exercice de 4 793 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 8,50 euros, pour un montant total de 40 740,50 euros, dont 31 154,50 euros de prime d'émission, portant le capital social à 302 829 798 euros.

Le 8 juin 2023, la société a constaté l'exercice de 17 202 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 8,50 euros, pour un montant total de 146 217 euros, dont 111 813 euros de prime d'émission, portant le capital social à 302 864 202 euros.

Ce même jour, il a été émis, dans le cadre de l'option de paiement du dividende en action attaché à l'exercice 2022, 641 364 actions nouvelles au prix unitaire de 24,61 euros, soit une augmentation du capital d'un montant nominal de 1 282 728 euros, assortie d'une prime d'émission de 14 501 240,04 euros.

Le capital social a ainsi été porté à 304 146 930 euros.

Le 3 juillet 2023, 48 984 actions ont été créées dans le cadre de l'arrivée à échéance d'un plan d'actions gratuites, portant ainsi le capital social à 304 244 898 euros.

Au 31 décembre 2023, le capital social est ainsi divisé en 152 122 449 actions ordinaires entièrement libérées, d'une valeur nominale de 2 euros.

Actions propres

Au 31 décembre 2022, Neoen SA détenait 146 347 actions propres (dont 73 522 issues d'un contrat de liquidité).

Neoen a signé, le 11 mai 2023, un mandat pour le rachat d'un maximum de 150 000 actions sur une période allant du 12 mai 2023 au 26 juillet 2023, pour un prix maximum d'achat de 35 euros par action. Dans le cadre de ce mandat, 150 000 actions ont été acquises sur la période pour un montant de 4,3 millions d'euros.

Le 3 juillet 2023, la Société a utilisé 76 459 de ses actions auto-détenues pour servir un plan d'actions gratuites arrivé à échéance.

Neoen a signé, le 2 novembre 2023, un mandat pour le rachat d'un maximum de 120 000 actions sur une période allant du 3 novembre 2023 au 30 novembre 2023, pour un prix maximum d'achat de 30 euros par action. Dans le cadre de ce mandat, 120 000 actions ont été acquises pour un montant de 3,1 millions d'euros.

Neoen SA détient ainsi au 31 Décembre 2023, 329 784 actions propres (dont 63 418 issues d'un contrat de liquidité) pour un montant net de 2,9 millions d'euros.

Tableau de variation des capitaux propres

(En millions d'euros)	31.12.2022	Augmentations	Diminutions	31.12.2023
Capital social ou individuel	229,3	74,9	0,0	304,2
Primes d'émission	1 247,4	694,2	8,5	1 933,0
Réserve légale	6,5	2,4	-	8,9
Autres réserves	76,7	31,0	4,7	103,0
Report à nouveau	8,0	-	-	8,0
Résultat de l'exercice	47,7	137,4	47,7	137,4
TOTAL	1 615,7	939,9	61,0	2 494,5

Le résultat de l'année 2022 de 47,7 millions d'euros a été partiellement distribué en dividendes pour 14,3 millions d'euros. 31,0 millions d'euros ont été affectés au poste «Autres réserves» et 2,4 millions d'euros en Réserve légale conformément aux règles d'affectation du résultat.

NOTE 14. IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET INCORPORELLES

Principes comptables

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées des logiciels, concessions et brevets et droits similaires et sont comptabilisées à leur coût d'acquisition.

Pour toutes les immobilisations, l'amortissement est calculé sur la durée de vie économique prévue de l'immobilisation et selon le mode de consommation des avantages économiques liés. Les principales catégories sont :

- Logiciels et autres immobilisations incorporelles : linéaire 3 ans ;
- Installations générales, aménagements divers : linéaire 3 à 10 ans ;
- Matériel informatique : linéaire 3 ans ;
- Mobilier de bureau : linéaire 4 ans.

L'amortissement est calculé sur la base du coût d'acquisition sous déduction, le cas échéant, d'une valeur résiduelle. La valeur résiduelle est le montant, net des coûts de sortie attendus, que la Société obtiendrait de la cession de l'actif sur le marché à la fin de son utilisation. À la clôture, la Société apprécie s'il existe des indices de perte de valeur des immobilisations. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué : la valeur nette comptable de l'actif immobilisé est comparée à sa valeur actuelle. La valeur comptable d'un actif est dépréciée dès lors que la valeur actuelle est inférieure à sa valeur nette comptable. La valeur actuelle d'un bien est la valeur la plus élevée entre la valeur de marché et la valeur d'utilité du bien pour l'entreprise.

État des immobilisations corporelles et incorporelles en valeurs brutes

(En millions d'euros)	31.12.2022	Acquisitions	Cessions	31.12.2023
Logiciels	-	-	-	-
Autres immobilisations incorporelles	2,3	0,0	-	2,3
Immobilisations incorporelles en cours	0,3	0,9	-	1,2
Immobilisations incorporelles	2,7	0,9	-	3,5
Terrains	0,0	-	-	0,0
Matériel de bureau, informatique et mobilier	1,6	0,3	-	1,9
Autres immobilisations corporelles	2,3	0,0	-	2,3
Immobilisations corporelles en cours	0,0	0,1	-	0,2
Immobilisations corporelles	4,0	0,4	-	4,4
TOTAL	6,6	1,3	-	7,9

État des amortissements/dépréciations - immobilisations corporelles et incorporelles

(En millions d'euros)	31.12.2022	Amortissements		Dépréciations		31.12.2023
		Dotations	Reprises	Dotations	Reprises	
Logiciels	-	-	-	-	-	-
Autres immobilisations incorporelles	(2,1)	(0,2)	-	-	-	(2,3)
Immobilisations incorporelles en cours	-	-	-	-	-	-
Immobilisations incorporelles	(2,1)	(0,2)	-	-	-	(2,3)
Matériel de bureau, informatique et mobilier	(1,3)	(0,5)	0,0	-	-	(1,8)
Autres immobilisations corporelles	(0,0)	(0,0)	-	-	-	(0,0)
Immobilisations corporelles	(1,3)	(0,5)	0,0	-	-	(1,8)
TOTAL	(3,3)	(0,7)	0,0	-	-	(4,0)

NOTE 15. IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

Principes comptables**Titres de participations et créances rattachées**

La valeur brute des titres de participations est comptabilisée au coût d'acquisition, comprenant les frais d'acquisitions directement liés. La valeur d'utilité, pour une participation donnée, est appréciée selon une approche multicritère (valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs, multiples de valorisation sur la base de comparables de marché) qui tient compte notamment des perspectives de rentabilité à moyen terme et long terme.

A la clôture de l'exercice, une dépréciation est constituée lorsque la valeur d'utilité des titres est inférieure à la valeur nette comptable. Les créances rattachées à des participations correspondent principalement à des apports en compte courant réalisés par la Société, directement ou indirectement à travers des holdings intermédiaires, en faveur de ses filiales pour financer la construction des centrales renouvelables et des installations de stockage. Elles sont comptabilisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est comptabilisée lorsque leur valeur d'utilité est inférieure à la valeur comptable.

Autres immobilisations financières

Au 31 décembre 2023, les autres immobilisations financières sont constituées de titres de la Société auto-détenus (se reporter à la note 13 - « Capitaux Propres »).

Contrat de liquidité

Les opérations liées au contrat de liquidité que la société a passé avec un prestataire de services d'investissement sont comptabilisées en conformité avec l'avis du comité d'urgence de la CNC no 98-D et avec le bulletin no 137 de la CNCC de mars 2005 :

- Les actions propres détenues sont comptabilisées en immobilisations financières. Une dépréciation est enregistrée par référence au cours moyen de bourse du dernier mois de l'exercice si celui-ci est inférieur au coût d'achat. Pour la détermination du résultat de cession, la méthode FIFO est appliquée ;
- Les espèces versées à l'intermédiaire et non encore utilisées sont comptabilisées en disponibilités.

État des immobilisations financières en valeurs brutes

(En millions d'euros)	31.12.2022	Augmentations	Diminutions	31.12.2023
Titres de participation	78,2	132,5	(56,2)	154,5
Créances rattachées à des participations	1 763,6	899,9	(201,5)	2 462,0
Dépôts et cautions	14,8	3,1	(3,6)	14,3
Autres immobilisations financières	5,4	7,5	(3,5)	9,4
TOTAL	1 861,9	1 043,0	(264,8)	2 640,1

L'augmentation nette des titres de participation (+ 76,3 millions d'euros) et des créances rattachées à des participations (+ 698,4 millions d'euros) s'explique essentiellement par la réalisation d'apports en capital et en comptes courants d'associés dans le cadre du financement de la construction des centrales du Groupe, notamment en Europe pour 355 millions d'euros, en Australie pour 270 millions d'euros et, en Amérique du Nord pour 53 millions d'euros, auxquels s'ajoutent les intérêts liés à la rémunération des comptes courants pour 17 millions d'euros.

La diminution des créances (– 201,5 millions d'euros) est principalement liée à la capitalisation du compte courant d'associés d'une filiale au Portugal (– 124,4 millions d'euros) ainsi qu'aux remontées de trésorerie de centrales en opération (– 77,1 millions d'euros).

Les autres immobilisations financières ont augmenté de + 4,0 millions d'euros sur l'exercice en raison de l'acquisition de nouvelles actions auto-détenues pour 7,5 millions d'euros. Ces acquisitions sont compensées par l'attribution définitive d'actions dans le cadre du plan d'attribution d'actions gratuites arrivé à échéance le 3 juillet 2023 pour (2,4) millions d'euros et par la vente d'actions dans le cadre du contrat de liquidité pour (1,1) million d'euros.

État des amortissements/dépréciations - immobilisations financières

(En millions d'euros)	31.12.2022	Dotations	Reprises	31.12.2023
Titres de participation	-	(4,4)	-	(4,4)
Créances rattachées à des participations	-	(8,1)	-	(8,1)
Dépôts et cautions	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	-	-	-	-
TOTAL	-	(12,5)	-	(12,5)

Comme mentionné en Note 10.1, les titres de participation et le compte courant d'associé de la holding portugaise détenant les titres d'un actif au Mozambique ont été dépréciés sur l'exercice.

NOTE 16. COMPTES DE RÉGULARISATION ACTIF

(En millions d'euros)	31.12.2023	31.12.2022
Charges constatées d'avance	1,4	0,7
Charges à répartir ⁽¹⁾	4,0	5,5
Écart de conversion actif	0,3	0,1
TOTAL	5,7	6,3

(1) Correspondent aux frais et honoraires pour 3,1 millions d'euros, associés à un crédit syndiqué conclu le 12 mars 2020 et amendé le 25 juin 2021, et le 15 juin 2022, pour 2,3 millions d'euros associés à l'émission obligataire à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes (« OCEANES vertes ») réalisée le 2 juin 2020 et pour 2,7 millions d'euros associés à l'émission obligataire à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes (« OCEANES vertes ») réalisée le 14 septembre 2022. Au 31 décembre 2023, 4,1 millions d'euros ont été amortis.

NOTE 17. COMPTES DE RÉGULARISATION PASSIF

(En millions d'euros)	31.12.2023	31.12.2022
Écart de conversion passif	0,5	0,9
TOTAL	0,5	0,9

NOTE 18. TABLEAU/LISTE DES FILIALES ET PARTICIPATIONS

(En milliers d'euros)	Devise des données filiales	Capital Social	Réserves et report à nouveau	Résultat du dernier exercice clos	Quote-part du capital détenu (en %)	Valeur brute des titres détenus	Valeur nette des titres détenus	Prêts et avances consentis par la société	Cautions et avals donnés par la Société	C.A.H.T du dernier exercice clos	Dividendes encaissés par la Société dans l'exercice
NEOEN ARGENTINA	ARS	35	(160)	(2 585)	99,8%	3 055	3 055	1 826	0	0	0
NEOEN AUSTRALIA	AUD	10 419	(3 691)	915	100,0%	10 545	10 545	(0)	0	40 487	0
NEOEN RENEWABLES CANADA INC	CAD	616	(12)	100	100,0%	371	371	523	0	3 642	0
NEOEN RENEWABLES DEUTSCHLAND GMBH	EUR	25	0	10	100,0%	29	29	303	0	722	0
NEOEN ECUADOR SA	USD	588	94	(162)	100,0%	568	568	0	0	415	0
NEOEN RENEWABLES FINLAND OY	EUR	1 647	(265)	(18)	100,0%	1 647	1 647	1 323	0	7 437	0
NEOEN INTERNATIONAL	EUR	100	(16 284)	2 059	100,0%	100	100	1 092 834	0	0	0
NEOEN SERVICES	EUR	539	350	(103)	100,0%	9	9	1 983	0	0	0
NEOEN EOLIENNE	EUR	37	18 043	626	100,0%	37	37	20 628	0	0	0
NEOEN SOLAIRE	EUR	37	2 147	3 185	100,0%	37	37	57 627	0	0	0
NEOEN PREFINANCEMENT FRANCE	EUR	37	(3)	(824)	100,0%	37	37	24 876	0	0	0
NEOEN PRODUCTION 1	EUR	10	(2 158)	29 297	100,0%	10	10	15 037	0	0	0
NEOEN PRODUCTION 2	EUR	3	(19 951)	23 683	100,0%	3	3	1 262	0	0	65 353
NEOEN PRODUCTION 3	EUR	3	(86)	(13)	100,0%	3	3	130 100	0	0	0
EOLIENNES VESLY	EUR	10	(83)	(10)	100,0%	10	10	778	0	0	0
CENTRALE EOLIENNE CHAMPS AU ROY	EUR	10	(76)	(6)	100,0%	10	10	78	0	0	0
CENTRALE SOLAIRE DE BERRAC	EUR	5	(102)	(13)	100,0%	5	5	322	0	0	0
NEOEN INVESTISSEMENT	EUR	20	7 500	2 451	100,0%	20	20	186 668	0	0	0
NEOEN NORTHERN HEMISPHERE	EUR	20	(9 392)	(8 912)	100,0%	20	20	878 977	0	0	0
NEOEN STOCKAGE	EUR	3	967	55	100,0%	3	3	609	0	800	0
NEOEN STOCKAGE FRANCE	EUR	3	(2)	19	100,0%	3	3	6 083	0	0	0
NEOEN INVESTISSEMENT II	EUR	1	(72)	(209)	100,0%	1	1	8 820	0	0	0
NEOEN RENEWABLES CROATIA LLC	EUR	57	593	(157)	100,0%	58	58	0	0	540	0
NEOEN IRELAND	EUR	0	(301)	120	100,0%	0	0	1 953	0	4 020	0
NEOEN RENEWABLES ITALIA SRL	EUR	10	1 196	310	100,0%	1 110	1 110	5 237	0	7 055	0
NEOEN RENEWABLES JAMAICA LIMITED	JMD	357	(259)	(50)	100,0%	411	411	0	0	200	0
NEOEN MEXICO	MXN	519	(355)	(64)	100,0%	420	420	0	0	18	0
NEOEN SERVICIOS MEXICO	MXN	3 295	(1 550)	(906)	100,0%	2 521	2 521	0	0	2 384	0
NEOEN MOZAMBIQUE	MZN	863	(726)	(180)	99,9%	659	659	187	0	0	0
NEOEN NEW ZEALAND LIMITED	NZD	0	0	(2)	100,0%	0	0	(0)	0	0	0
NEOEN PORTUGAL	EUR	50	544	(439)	100,0%	50	50	523	0	1 715	0
NP INVESTMENT	EUR	50	(13 892)	32 313	100,0%	829	829	616	0	0	25 202
NPI II	EUR	85	5 823	(11 254)	100,0%	4 425	0	8 073	0	0	0
NPI III	EUR	124 577	1 329	655	100,0%	124 427	124 427	10 404	0	0	0
NEOEN RENEWABLES SWEDEN AB	SEK	2	661	(489)	100,0%	2	2	323	0	2 568	0
NEOEN EL SALVADOR	USD	398	114	(7)	100,0%	376	376	0	0	1 099	0
DARA	USD	213	0	(54)	100,0%	219	219	0	0	11	0
NEW RENEWABLES ZAMBIA LIMITED	ZMW	9	44	(61)	100,0%	1 821	1 821	0	0	166	0

NOTE 19. AUTRES INFORMATIONS

Identité de la société mère consolidante

La Société est une société anonyme (SA) enregistrée et domiciliée en France. La Société a été immatriculée le 29 septembre 2008.

Nom et siège de l'entreprise qui établit des états financiers consolidés de l'ensemble le plus grand	NEOEN SA, 22 rue Bayard - 75008 Paris, SIREN 508 320 017
Nom et siège de l'entreprise qui établit des états financiers consolidés de l'ensemble le plus petit	NEOEN SA, 22 rue Bayard - 75008 Paris, SIREN 508 320 017
Lieu où des copies des états financiers consolidés visés peuvent être obtenues	NEOEN SA, 22 rue Bayard - 75008 Paris, SIREN 508 320 017

Informations relatives aux dirigeants

Les rémunérations (avantages court terme : part fixe et part variable, avantages en nature et jetons de présence) versées par la société aux membres du comité exécutif et aux membres du conseil d'administration s'élèvent respectivement à :

(En millions d'euros)	Exercice 2023	Exercice 2022
Rémunération versée aux membres du comité exécutif	1,9	1,5
Rémunération versée aux membres du conseil d'administration	0,2	0,2
Rémunérations des dirigeants	2,1	1,7

Informations concernant les parties liées

Les transactions effectuées avec les parties liées au cours des exercices 2023 et 2022 concernent exclusivement la convention d'assistance avec la Société Impala pour 0,1 million d'euros.

NOTE 20. ENGAGEMENTS HORS BILAN

Opérations de couverture

Les opérations de couverture de change existantes dans les comptes de Neoen S.A. visent à couvrir l'exposition associée :

- aux apports en fonds propres ou comptes courants d'associés libellés en devises étrangères en faveur de sociétés de projets du Groupe, dès lors qu'ils sont connus avec précision ;
- aux remontées de trésorerie en devises étrangères prévues depuis les sociétés de projets du Groupe sous formes de dividendes ou de remboursements de comptes courants d'associés.

Engagements donnés

Neoen S.A. s'est portée caution pour certaines de ses filiales dans le cadre d'appels d'offres, de la mise en place de financements de projet et de la construction de centrales, dans les conditions suivantes :

(En millions d'euros)	Total	< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans
Garanties liées aux activités de financement	121,8	10,4	95,0	16,4
Garanties liées aux activités de développement	139,0	81,3	57,6	0,1
Garanties liées aux opérations	681,0	317,5	338,3	25,2
TOTAL	941,7	409,2	490,8	41,7

Engagements reçus

(En millions d'euros)	Total	< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans
Garanties liées aux activités de financement	9,1	8,0	1,0	0,2
TOTAL	9,1	8,0	1,0	0,2

NOTE 21. ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Refinancement du crédit syndiqué de Neoen SA

Le 8 février 2024, Neoen a finalisé le refinancement du crédit syndiqué mis en place en mars 2020, afin d'en porter le montant de 250 à 500 millions d'euros, et l'échéance de 2026 à 2029. Celui-ci comprend un emprunt à terme de 300 millions d'euros et une facilité de crédit revolving d'un montant nominal de 200 millions d'euros, dont les conditions financières sont indexées sur des indicateurs Environnementaux, Sociaux et de

Gouvernance (ESG). Le crédit syndiqué initial demeurait non tiré au 31 décembre 2023, tout comme, à ce jour, la nouvelle facilité. Ce refinancement permet de conforter significativement la liquidité du Groupe, pleinement engagé dans l'atteinte de son objectif de 10 GW de capacité totale en opération ou en construction dans le courant de l'année 2025.

4.4 RAPPORT DE CERTIFICATION DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS DE NEOEN S.A. AU 31 DÉCEMBRE 2023

Exercice clos le 31 décembre 2023

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 annuels de la société NEOEN relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2023, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance, prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1^{er} janvier 2023 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

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Nous avons déterminé qu'il n'y avait pas de point clé d'audit à communiquer dans notre rapport.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D.441-6 du code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans la section du rapport de gestion du conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L.225-37-4, L.22-10-10 et L.22-10-9 du code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L.22-10-9 du code de commerce sur les rémunérations et avantages versés ou attribués aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des entreprises contrôlées par elle qui sont comprises dans le périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L.22-10-11 du code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle, à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

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 annuels destinés à être inclus dans

le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L.451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité Président-Directeur Général.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels 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.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société NEOEN par l'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 et depuis lors pour le cabinet Deloitte & Associés. Le Cabinet RSM Paris a été nommé par votre assemblée générale du 12 septembre 2018.

Au 31 décembre 2023, Deloitte & Associés était dans la 16^{ème} année de sa mission sans interruption et le cabinet RSM Paris dans sa 6^{ème} année.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.821-55 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;

- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.821-27 à L.821-34 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, 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 29 février 2024

Les commissaires aux comptes

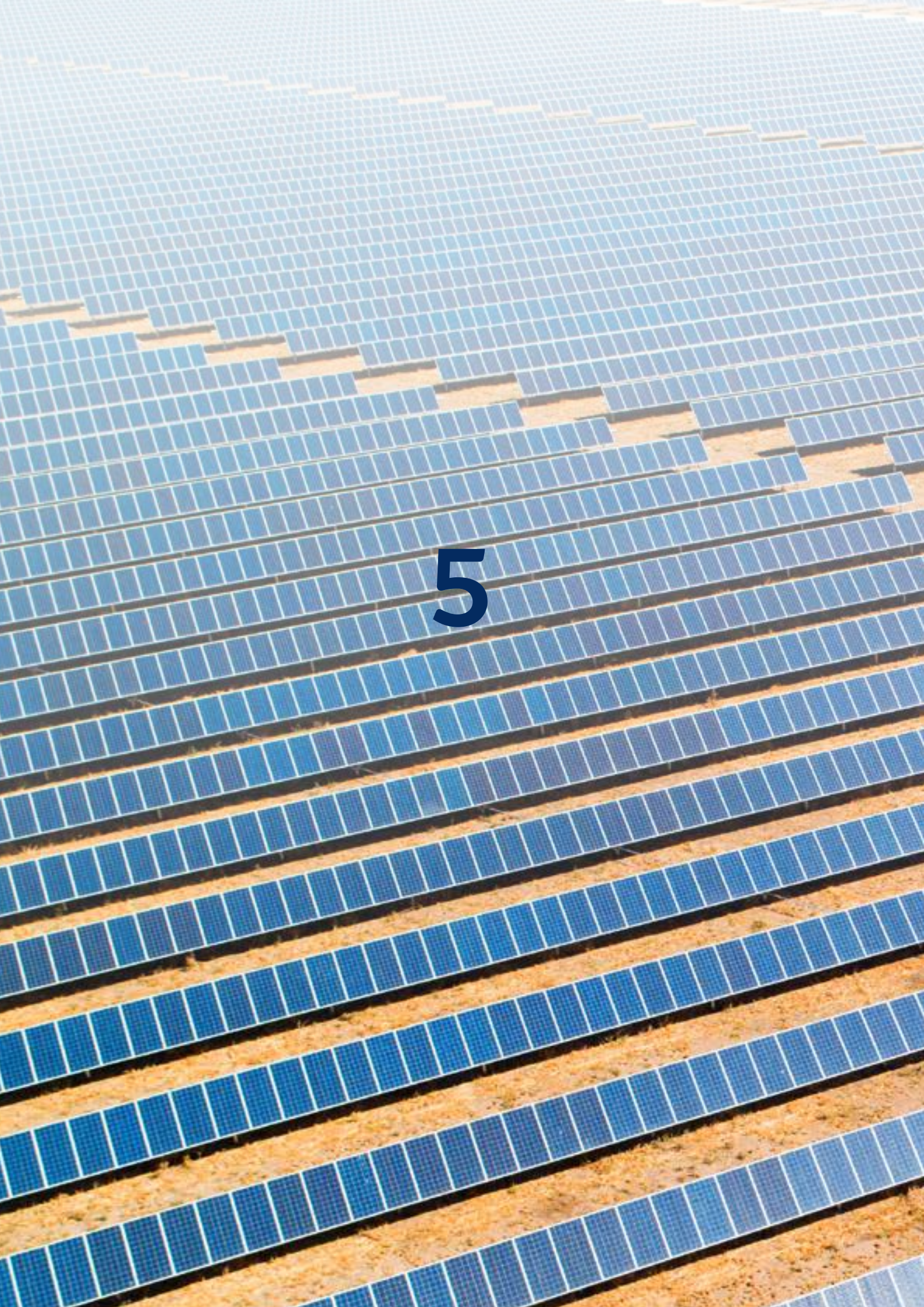
RSM Paris

Jean-Charles BOUCHER

Deloitte & Associés

Benoit PIMONT





5

DÉVELOPPEMENT DURABLE ET RESPONSABILITE SOCIÉTALE

5.1	LA RSE, AU COEUR DE NOTRE ORGANISATION	208	5.6	NOS COMMUNAUTÉS	227
5.1.1	Des valeurs fortes partagées au sein du Groupe	209	5.6.1	Consulter et interagir	228
5.1.2	Financement durable	209	5.6.2	Favoriser le développement économique local	229
5.1.3	Sustainability Framework	209	5.7	REPORTING SUR LE RÈGLEMENT TAXONOMIE VERTE	231
5.1.4	Évaluation par des tiers	210	5.7.1	Contexte	231
5.2	TAXONOMIE VERTE : ÉVALUER LA DURABILITÉ DE NOS ACTIVITÉS	211	5.7.2	Analyse de l'éligibilité des activités du Groupe Neoen	231
5.3	PRÉSENTATION DES PRINCIPAUX RISQUES EXTRA-FINANCIERS	211	5.7.3	Analyse de l'alignement des activités	232
5.4	NOS ÉQUIPES	213	5.7.4	Proportion des activités éligibles et alignées au regard du Règlement Taxonomie Verte	233
5.4.1	Travailler avec intégrité	214	5.8	INDICATEURS EXTRA-FINANCIERS	235
5.4.2	S'approvisionner de manière responsable	215	5.8.1	Indicateurs sociaux	235
5.4.3	Attirer et fidéliser les talents	216	5.8.2	Indicateurs santé et sécurité	238
5.4.4	Promouvoir la diversité	220	5.8.3	Indicateurs sociétaux	238
5.4.5	Réduire nos émissions de gaz à effet de serre	221	5.8.4	Indicateurs environnementaux	239
5.5	NOS PROJETS	222	5.8.5	Indicateurs Taxonomie verte	240
5.5.1	Donner la priorité à la sécurité	223	5.9	NOTE MÉTHODOLOGIQUE	243
5.5.2	Protéger la biodiversité	224	5.10	RAPPORT DE L'ORGANISME TIERS INDÉPENDANT	245
5.5.3	Intégrer le recyclage	226			

5.1 LA RSE, AU COEUR DE NOTRE ORGANISATION

Le développement durable est au coeur des activités de Neoen, producteur indépendant d'énergies 100 % renouvelables.

« Produire durablement et à grande échelle l'électricité renouvelable la plus compétitive. »



Neoen s'implique dans la lutte contre le changement climatique en déployant ses parcs solaires et éoliens et ses grandes batteries, à travers le monde et accélère ainsi la transition énergétique.



FOURNIR UNE ÉNERGIE VERTE POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS

Neoen s'implique dans la lutte contre le changement climatique en développant, détenant et exploitant des parcs solaires, éoliens et des centrales de stockage de grande taille, à travers le monde. La taille de nos centrales existantes, notre ambition pour de futures centrales, contribuent à accélérer le rythme de la transition énergétique.



PROMOUVOIR L'ACCÈS À UNE ÉNERGIE ABORDABLE ET PROPRE

Les parcs solaires et éoliens de Neoen fournissent une énergie à prix compétitif, tirant à la baisse les prix de l'électricité. Le stockage par batterie joue également son rôle dans la réduction des coûts de l'énergie, en offrant des solutions compétitives aux problèmes de réseau. C'est ainsi qu'en Australie, la centrale de stockage de Hornsdale Power Reserve a permis aux consommateurs d'économiser plus de 95 millions d'euros sur ses deux premières années de fonctionnement.

Au-delà de notre cœur de métier de développeur et de producteur d'énergies renouvelables de premier rang, nous souhaitons également développer des pratiques responsables et durables afférentes à notre modus operandi, à nos interactions avec les communautés et à la maîtrise de notre empreinte environnementale. Nous assumons ainsi notre responsabilité, notre rôle à jouer et notre contribution à l'atteinte des Objectifs de Développement Durable de l'ONU.



PRIORISER LA SÉCURITÉ

Promouvoir une culture forte en matière d'hygiène, sécurité et environnement (HSE) pour nos collaborateurs, nos prestataires et nos sous-traitants.



RÉDUIRE NOS ÉMISSIONS, FAVORISER LE RECYCLAGE

Calculer et limiter notre empreinte carbone. Anticiper le démantèlement futur de nos centrales et le recyclage des matériaux.



PROMOUVOIR LA DIVERSITÉ

Respecter les principes d'équité, d'inclusion et de non-discrimination, remédier aux inégalités de genre.



PROTÉGER LA BIODIVERSITÉ

Éviter, réduire et compenser les impacts sur l'environnement et la biodiversité, tout au long de la vie de nos projets.



FAVORISER L'ÉCONOMIE LOCALE

Offrir des retombées économiques locales et régionales grâce à la création d'emplois, d'opportunités pour les fournisseurs locaux et en développant les compétences.



TRAVAILLER AVEC ÉTHIQUE

Respecter et mettre en oeuvre nos valeurs, en particulier l'intégrité, à tous les niveaux de la société.



RÉDUIRE LES INÉGALITÉS

Respecter les principes d'équité, d'inclusion et de non-discrimination, remédier aux inégalités de genre.



CONSULTER ET PARTAGER

Développer des relations transparentes et régulières avec les parties prenantes et les communautés locales. Partager les bénéfices de la transition énergétique en soutenant de nombreuses initiatives des collectivités locales.

5.1.1 DES VALEURS FORTES PARTAGÉES AU SEIN DU GROUPE

Neoen s'appuie sur des valeurs fortes qui guident ses relations et ses actions avec l'ensemble des parties prenantes :

- l'audace, soit la capacité à devenir l'un des leaders mondiaux des énergies renouvelables, en concevant et en déployant des solutions énergétiques innovantes, compétitives et performantes ;
- l'intégrité, qui permet de conduire les projets en toute transparence, partout dans le monde. Neoen choisit des partenaires qui agissent selon ce même principe ;
- l'engagement, en plaçant le respect des engagements pris auprès des contreparties internes et externes au cœur de son développement ;
- l'esprit de corps, la loyauté et la solidarité guidant, au quotidien, l'action des équipes.

Neoen a traduit son attachement à ces valeurs et les engagements qui y sont associés au sein de sa charte éthique. Cette dernière est diffusée auprès de l'ensemble de ses salariés qui s'engagent à la respecter. Neoen s'est également engagé en 2022 à intégrer les principes du Pacte mondial des Nations Unies (*UN Global Compact*), qui couvre notamment les domaines des droits humains et libertés fondamentales, du droit du travail, de l'environnement, de la lutte contre la corruption, dans sa stratégie, sa culture et dans ses opérations quotidiennes.

5.1.2 FINANCEMENT DURABLE

Dans la lignée de son positionnement et de ses convictions, Neoen a eu très tôt à cœur d'intégrer la composante environnementale dans les modes de financement de ses projets. Ainsi, depuis 2015, Neoen a lancé plusieurs émissions d'obligations vertes (*green bonds*) afin de financer son activité. Ces financements ont été validés en tant que *green bonds* conformes aux principes applicables aux obligations vertes (*green bonds principles*), tels que publiés par l'*International Capital Market Association* (ICMA). Cette validation a été assurée par l'agence Moody's ESG Solutions (ex Vigeo Eiris), expert reconnu dans le domaine de l'évaluation de la performance développement durable des entreprises, à la suite de sa *due diligence* « ESG » (Environnementale, Sociale et Gouvernance).

Neoen a été pionnier en 2020 en réalisant la toute première émission d'obligations convertibles vertes en Europe, les OCEANES vertes. En 2022, Neoen a poursuivi dans cette voie en lançant une nouvelle émission d'un montant nominal de 300 millions d'euros.

En mars 2020, Neoen a par ailleurs conclu son premier crédit syndiqué d'un montant total de 200 millions d'euros dont les conditions financières étaient indexées sur des indicateurs (ESG). Cette facilité a été refinancée par un nouveau crédit syndiqué en février 2024 d'un montant total de 500 millions d'euros, dont les conditions sont également indexées sur des indicateurs ESG et dont la performance est mesurée annuellement.

5.1.3 SUSTAINABILITY FRAMEWORK

Neoen a ainsi décidé d'adopter le « *Sustainability Framework* », un cadre pour une politique de développement durable ambitieuse. Une première version du *Sustainability Framework* établie en mars 2021, constitue désormais une référence commune pour tous les pays de Neoen. Ce dernier est construit autour de trois piliers :

- Nos équipes ;
- Nos projets ;
- Nos communautés.

Les engagements pris dans le cadre du *Sustainability Framework* sont identifiables dans la présente déclaration de performance extra-financière à l'aide du logo **SF**.

5.1.4 ÉVALUATION PAR DES TIERS

Neoen est régulièrement évalué pour ses performances extra-financières :

MOODY'S
ESG Solutions

63/100

Échelle : 0 / 100

Top 4 % des sociétés notées

MSCI
ESG RATINGS

AA Leader

Échelle : CCC / AAA

 **SUSTAINALYTICS**

22,8

Échelle 100 / 0

ISS ESG

B Prime

Échelle : D- / A+

**Performance ESG supérieure
à celle du secteur**

**SCORE
CARBONE®
AXYLIA**

A

Échelle : F / A

Indice Vérité40

 **Gaia**

79/100

Échelle : 0 / 100

Top Performer

 **CDP**
DISCLOSURE INSIGHT ACTION

B

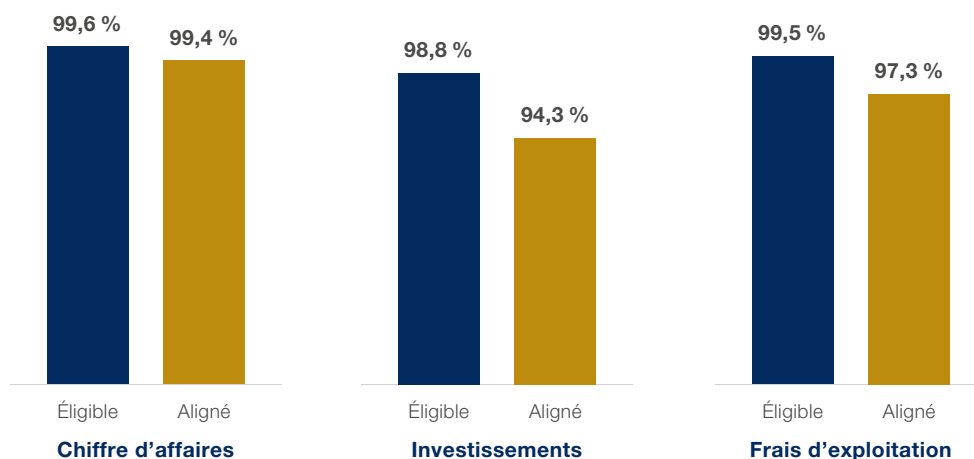
Échelle : F / A

Climate change 2023

5.2 TAXONOMIE VERTE : ÉVALUER LA DURABILITÉ DE NOS ACTIVITÉS

Les sociétés cotées soumises à la déclaration de performance extra-financière (DPEF) doivent publier depuis le 1^{er} janvier 2022 les ratios relatifs à la Taxonomie verte européenne. Neoen n'entre pas dans le champ de la transposition en droit français de la directive 2014/95 sur la publication d'informations non-financières. Pour autant, le Groupe a souhaité publier volontairement la part de son chiffre d'affaires et de ses dépenses d'investissement et d'exploitation provenant de produits ou de services associés aux activités économiques les plus contributives aux objectifs de développement durable de l'UE.

Les activités de Neoen sont alignées à plus de 99 % à la Taxonomie européenne et contribuent à l'objectif d'atténuation du changement climatique de l'UE. Les modalités d'analyse du Règlement Taxonomie verte et le calcul des ratios taxonomiques sont détaillés à la section 5.7 « reporting sur le règlement Taxonomie verte ».



5.3 PRÉSENTATION DES PRINCIPAUX RISQUES EXTRA-FINANCIERS

La cartographie des risques de Neoen a servi de référence pour l'identification des principaux risques extra-financiers dont les thématiques relèvent de la déclaration de performance extra-financière (DPEF). Actualisée au second semestre 2022 et validée par le Comité d'audit, elle présente et classe les risques en fonction de leur impact potentiel et de leur probabilité d'occurrence. Les risques extra-financiers de Neoen sont gérés selon la même approche que les risques opérationnels liés à son activité, tels que les risques de nature juridique ou les risques financiers.

L'ensemble des risques présentés fait l'objet d'une description détaillée au sein du chapitre 3 du présent document.

Neoen a identifié parmi l'ensemble des risques du Groupe plusieurs risques importants, comprenant une dimension extra-financière, détaillés dans le tableau ci-dessous. Ce dernier fait le lien entre les axes stratégiques issus du *Sustainability Framework*, les risques et opportunités de Neoen et les indicateurs clés de performance (ICP) suivis. Les politiques, dispositifs et actions mis en œuvre sont par ailleurs détaillés dans les chapitres ci-après.

Enfin, en 2021, Neoen a réalisé une analyse de matérialité, avec l'appui d'un cabinet conseil de référence, avec l'objectif de s'assurer que les attentes des parties prenantes internes et externes - collaborateurs, clients, fournisseurs, prêteurs, actionnaires notamment - étaient bien identifiées par Neoen et reflétées dans les axes stratégiques de sa politique de développement durable.

À noter que dans le cadre de sa mise en conformité avec la directive dite « CSRD » (*Corporate Sustainability Reporting Directive*), qui s'appliquera progressivement à compter du prochain exercice, des travaux ont été engagés pour établir une matrice de double matérialité, dispositif qui permettra à Neoen de se questionner à nouveau sur ses enjeux matériels.

Axes stratégiques*	Risques/ Enjeux matériels	Politiques, procédures de diligence raisonnable	Indicateurs clés de performance	Résultats 2020	Résultats 2021	Résultats 2022	Résultats 2023	Cible
Travailler selon des principes éthiques	Risque de corruption dans le cadre de l'expansion du Groupe sur des marchés émergents	§ 5.3.1 Travailler avec intégrité § 3.1.2 Risques liés à l'activité et à la stratégie du Groupe	Part des collaborateurs s'engageant à respecter la Charte Éthique de Neoen	58 %	100 %	100 %	100 %	100 %
			Part des collaborateurs formés à la formation anti-corruption et <i>compliance</i> ***	39,4 %	96 %	95,6 %	95,2 %	100 %
			Part des collaborateurs formés dans la population considérée à risques***		52,5 %	62,2 %	88 %	100 %
	Risque auprès des fournisseurs et contractants dont les pratiques ne respectent pas les droits humains (travail des enfants, travail forcé, santé et sécurité, etc.), ce qui peut entraîner une violation des droits humains et nuire à la réputation de l'entreprise.	§ 5.3.2 Nous approvisionner de manière responsable sur toute la chaîne de valeur	Part de contractants de premier rang***	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
			Part des fournisseurs majeurs certifiés ISO 9001, 14001 et 45001		100 % ISO 9001 96 % ISO 14001	96 % ISO 9001 96 % ISO 14001	93 % ISO 9001 93 % ISO 14001 93 % ISO 45001	100 % 100 % 100 %
Attirer et fidéliser les collaborateurs	Risques liés à la capacité de rétention des cadres et salariés clés	§ 5.3.3 Gestion des talents	Part de collaborateurs ayant reçu au moins une formation dans l'année***	79,8 %	100 %	100 %	100 %	-
			Taux d'attrition des effectifs permanents***	14,7 %**	15,4 %**	19,4 %	13,9 %	-
Réduire nos émissions	Contribution à la transition énergétique	§ 5.3.4 Nous engager pour le climat	Tonnes de CO2 équivalent évitées grâce à la production***	1 994 589	2 230 831	2 587 092	3 265 084	-
Donner la priorité à la sécurité	Risques liés à la santé et sécurité des salariés et des sous-traitants	§ 5.4.1 Donner la priorité à la sécurité	LTIFR***	n.d.	5.5	2.3	4.7	2.75
			% des sites en construction ayant fait l'objet d'un audit HSE en 2023***	n.d.	48 %	79 %	73 %	100 %
			% des prestataires maintenance audités en 2023	n.d.	n.d.	62 %	80 %	100 %
Protéger la biodiversité	Perte de biodiversité	§ 5.4.2 Utiliser de manière responsable les ressources	% de centrales entrées en opération ayant fait l'objet d'une étude d'impact environnemental	n.d.	100 %	91 %	95 %	100 %
Intégrer / Favoriser le recyclage	Déchets et économie circulaire	§ 5.4.3 Favoriser l'économie circulaire	Nouveaux MW couverts par une clause de recyclage (photovoltaïques et batteries)***	n.d.	250 MW	975 MW	595 MW	-
Consulter et interagir	Risques liés à l'opposition de l'implantation d'une installation par les populations locales	§ 5.5.1 Dialoguer avec les territoires	% de centrales entrées en opération, ayant fait l'objet d'une concertation ou d'informations***	85 %	100 %	100 %	95 %	100 %

*Axes stratégiques du Sustainability Framework (https://neoen.com/app/uploads/2022/09/NEOEN_SUSTAINABILITY_FRAMEWORK_FR_2022.pdf)

** Changement de méthode en 2022 avec l'exclusion des mobilités internes et correction des données 2021 et 2020

*** Indicateurs clés de performance

La transition énergétique représente une opportunité de développement pour le Groupe compte tenu de l'importante contribution de Neoen à la réduction des émissions de gaz à effet de serre par la production d'énergie 100 % renouvelable. Pour autant, Neoen reste vigilant quant à l'empreinte environnementale de ses projets et actifs.

5.4 NOS ÉQUIPES

Neoen compte 439 collaborateurs, répartis dans une quinzaine de pays et travaillant sur plus de 300 projets, en développement avancé ou en cours de construction, et plus de 130 centrales en exploitation.



*“ Accélérer
la transition
pour un avenir
plus durable ”*

5.4.1 TRAVAILLER AVEC INTÉGRITÉ

L'intégrité, une des quatre valeurs de Neoen, constitue la boussole de nos activités au quotidien. Les collaborateurs de Neoen sont à ce titre formés à l'identification des risques en matière d'éthique (corruption, blanchiment, pratiques déloyales) dans chaque pays où le Groupe opère.



POLITIQUE

Dans le cadre de l'expansion de Neoen et l'exposition aux risques de corruption potentiels liés à certaines implantations du Groupe, renforcer notre culture de l'intégrité dans tous nos pays est essentiel.

La politique anti-corruption, en vigueur depuis plusieurs années, est pilotée par une responsable *Compliance*, depuis 2022. Par ailleurs, plusieurs mécanismes et dispositifs existants ont été renforcés dans le cadre des processus d'amélioration continue mis en place au sein de la Société.

La politique anti-corruption de Neoen s'appuie sur :

- Une cartographie des risques de corruption, actualisée en 2022 ;
- Une charte éthique et un code de conduite anti-corruption auxquels doivent adhérer l'ensemble des collaborateurs. Ces documents ont été complétés en 2022 à la suite de la mise à jour de la cartographie des risques de corruption et aux dernières évolutions réglementaires ;
- Un dispositif de sensibilisation des collaborateurs comprenant une formation anti-corruption en ligne pour les nouveaux salariés et des sessions en présentiel pour les collaborateurs les plus exposés. En 2022, le parcours a été revu afin de proposer une formation actualisée en lien avec la cartographie des risques de corruption. Depuis 2023, la formation anti-corruption intègre également le respect des règles en matière de concurrence loyale ;

- Un système d'alerte externalisé ayant pour objectif de recueillir des signalements relatifs à l'existence de situations contraires aux valeurs d'intégrité de Neoen ;
- Un dispositif d'évaluation des tierces parties visant l'application d'actions proportionnées aux risques de corruption. Déjà déployé dans plusieurs filiales, il a été systématisé en 2022 et fait maintenant l'objet d'un suivi centralisé. À ce propos, une réflexion a été engagée pour mettre en place un nouvel outil d'évaluation qui permettra de renforcer le dispositif mis en place par Neoen ;
- Un mécanisme de contrôle interne s'appuyant sur des procédures de conformité. Ce dispositif est décrit au paragraphe 3.2.2.3 « dispositif de contrôle interne » du présent document.

Aucun cas de corruption n'a été détecté et ce, depuis la création de la Société en 2008. Aucune alerte ayant trait à la corruption n'a été remontée en 2023.

ACTIONS MISES EN ŒUVRE

- Poursuite du déploiement des formations anti-corruption pour tous les nouveaux salariés et de la réalisation d'une formation plus spécifique, en présentiel, pour les collaborateurs les plus exposés, intégrant un volet sur les principes en matière de concurrence loyale ;
- Réflexion sur la cartographie des tiers de Neoen.

CHIFFRES CLÉS


100 %
des collaborateurs ayant signé
la charte éthique ^{SF}


95,2 %
des collaborateurs ayant participé
à la formation anti-corruption
et *compliance*
(95,8 % en 2022) ^{SF}


88 %
des collaborateurs « exposés »
ayant eu une formation
anti-corruption additionnelle
(62,2 % en 2022)

5.4.2 S'APPROVISIONNER DE MANIÈRE RESPONSABLE

Neoen s'attache à sélectionner des fournisseurs ou contractants responsables et respectueux des meilleures pratiques et des normes les plus exigeantes du secteur et assure ensuite un contrôle du respect de ces règles, notamment à travers leur intégration dans les contrats EPC et O&M et le déploiement d'un dispositif d'audit et d'évaluation.

Cette stratégie d'approvisionnement responsable nous permet de gérer de manière efficiente les risques liés à notre chaîne de valeur (non-respect des droits humains, santé sécurité, etc.) et le risque réputationnel associé.



POLITIQUE

La charte éthique de Neoen, son *Strategic Industrial Partner Code of Conduct*¹ ainsi que son code de conduite anti-corruption engagent Neoen, ses fournisseurs et contractants à faire respecter les droits de l'homme, protéger l'environnement et promouvoir un comportement éthique tout au long de la chaîne d'approvisionnement.

Sélection des fournisseurs

Neoen demande à ses fournisseurs, en amont de la sélection, de lui communiquer leurs éventuels certificats et une présentation de leurs résultats en matière d'HSE et qualité ainsi que leur rapport de développement durable. L'analyse des réponses est complétée avec les évaluations ESG menées par Ecovadis, pour les fournisseurs ayant déjà été évalués. Si le contractant ou le fournisseur n'est pas enregistré sur la plateforme, alors Neoen lui demandera dans le cas où il est retenu d'initier la démarche afin de pouvoir bénéficier de cette évaluation complémentaire.

Durant la phase de sélection (RFP), les fournisseurs signent le *Strategic Industrial Partner Code of Conduct* qui comprend un engagement à :

- respecter les principes du Pacte Mondial de l'ONU,
- protéger des droits humains,
- lutter contre le travail forcé,
- se conformer aux règles de sécurité, d'hygiène et d'environnement (HSE – dont la biodiversité),
- respecter l'éthique des affaires (dont la corruption),
- promouvoir le développement économique local.

Mécanisme de contrôle et d'évaluation

Neoen réalise des audits 360° et/ou des visites d'usine de ses fournisseurs de composants majeurs (modules, turbines, *trackers*, onduleurs) ainsi que des visites de site de ses contractants EPC, dès lors qu'il initie une nouvelle relation d'affaires (quand la

situation sanitaire/politique le permet). Les visites de site intègrent une revue de points relatifs à la santé, la sécurité, l'environnement et la qualité.

En cas de manquement majeur identifié lors d'un audit mené soit par Neoen, soit par un auditeur indépendant, Neoen peut être amené à rompre sa relation d'affaires avec le fournisseur.

ACTIONS MISES EN ŒUVRE

- Contractualisation avec des fournisseurs de composants majeurs ou critiques de premier rang « Tier 1 », également certifiés ISO 9001, ISO 14001 et ISO 45001 pour la fourniture et/ou l'installation des modules photovoltaïques, d'onduleurs de génératrices d'éoliennes, et des cellules de batteries ;
- Évaluation ESG des fournisseurs de Neoen à l'aide de la plate-forme Ecovadis depuis fin 2021 ;
- Adoption d'un *Strategic Industrial Partner Code of Conduct* ;
- Adhésion au *Sustainable Supply Chain Program* de STS ;
- Réalisation d'une cartographie pour identifier les risques liés aux droits humains.

CHIFFRES CLÉS


100 %
de fournisseurs Tier 1


93 %
de fournisseurs majeurs certifiés
ISO 9001, 14001 et 45001

¹ Code of conduct publié sur notre site internet : <https://neoen.com/app/uploads/2023/09/2023-Neoen-Supplier-Code-of-Conduct.pdf>

5.4.3 ATTIRER ET FIDÉLISER LES TALENTS

Neoen 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 ses collaborateurs.



ENJEUX

L'incapacité de Neoen à retenir les meilleurs collaborateurs et à fidéliser ses équipes entraînerait une perte de compétence et d'expertise susceptible de nuire à sa performance. Le développement des carrières (mobilités, formations, prise de responsabilité, qualité de vie au travail) est donc un axe important de sa politique Ressources Humaines.

ATTIRER DE NOUVEAUX TALENTS

Au 31 décembre 2023, l'effectif de Neoen était de 439 salariés dans le monde, contre 361 salariés au 31 décembre 2022, soit une augmentation de 21,6 % qui marque la croissance de Neoen tant en France qu'à l'international. Une très grande majorité des collaborateurs, à savoir 97 %² ont le statut de cadre. Par ailleurs, pour permettre aux collaborateurs de se projeter à long terme au sein du Groupe et de leur offrir un cadre de travail stable, Neoen privilégie les contrats à durée indéterminée. En 2023, 98,2 % des salariés bénéficiaient d'un contrat à long terme (CDI).

Neoen a poursuivi sa dynamique de recrutements soutenue, avec l'embauche en 2023 de 132 salariés (y compris les recrutements pour remplacement en cas de départ ou mobilité) dont 91,7 % en CDI. Les recrutements réalisés en 2023 concernent majoritairement nos activités à l'international (56,1 %), principalement sur des fonctions de développement, avec notamment l'accroissement de l'activité en Allemagne et au Canada. Nous avons également étendu notre présence avec l'ouverture de nouveaux bureaux dans différents pays : Suède (Malmö), Italie (Rome), France (Rennes). La part des embauches dans l'effectif global, au 31 décembre 2023, est de 30,1 % (contre 34,6 % en 2022), ce qui démontre la nécessité d'attirer de nouveaux talents pour poursuivre la dynamique de développement du Groupe.

Pour cela, la Direction des Ressources Humaines s'est dotée d'un nouvel outil de recrutement en mars 2023, lui permettant d'améliorer sa gestion des différentes étapes du recrutement. Par ailleurs, la page « Carrières » du site Neoen a été revue

pour marquer son ambition de développer la diversité au sein des équipes. Ainsi, tous les postes proposés par Neoen sont publiés sur son site Internet et relayés via différents canaux, tels que les sites de recrutement spécialisés en environnement et développement durable, les pages Alumni de diverses écoles, ou encore les réseaux sociaux pour les rendre accessibles au plus grand nombre.

Par ailleurs, Neoen favorise l'insertion professionnelle des jeunes talents en proposant régulièrement des offres de stage, d'alternance ou de VIE, pouvant aboutir à une embauche en CDI. Des interventions sont effectuées dans les écoles et universités pour présenter les métiers du Groupe et les opportunités pour rejoindre Neoen.

Enfin, au moment de l'ouverture d'un nouveau pays, Neoen réalise un pré-audit sur les pratiques locales en matière de rémunération et avantages. Ce dispositif s'inscrit dans une volonté de rester compétitif à l'échelle locale et d'harmoniser les pratiques au sein du Groupe.

Le taux d'attrition (13,9 % en 2023) est en baisse par rapport à l'année 2022 (19,4 %) ; cela s'explique d'une part par la forte croissance des effectifs ces deux dernières années et une tension moindre sur le marché de l'emploi. Cette baisse démontre également l'efficacité des politiques de rétention mises en place.

ACTIONS MISES EN ŒUVRE

- Mise en place d'un nouvel outil de recrutement et refonte de la page « Carrières » du site Internet, pour davantage mettre en valeur l'engagement de Neoen en faveur de la diversité.
- Développement de partenariats avec des écoles et universités et participation à des événements de recrutement (salons, forums, etc.).
- Renforcement de l'équipe Ressources Humaines avec l'embauche d'une responsable rémunération et avantages sociaux.

² Hors alternants.



FAVORISER L'ENGAGEMENT DES SALARIÉS ET LA QUALITÉ DE VIE AU TRAVAIL

La qualité de vie au travail des collaborateurs a un impact direct sur leur fidélisation, leur engagement et leur performance. Afin de favoriser la qualité de vie au travail, Neoen met en œuvre des actions en faveur de l'équilibre vie personnelle/vie professionnelle des collaborateurs :

- Définition d'une politique parentalité pour chaque pays européen dès 2022 en tenant compte des spécificités locales, tout en garantissant un niveau minimum pour les collaborateurs. Ce dispositif vient compléter le congé paternité de 3 jours minimum prévu pour l'ensemble des collaborateurs de Neoen mis en place en 2019. Par ailleurs, la politique de parentalité déjà en place depuis plusieurs années en Australie a été revue et mise à jour en 2023 afin d'être alignée sur les pratiques locales.
- Octroi d'avantages propres à chaque pays afin d'inciter les collaborateurs à utiliser le vélo ou les transports en commun pour les déplacements domicile-travail. Ces avantages se déclinent selon les spécificités locales (forfait mobilité durable en France, possibilité d'acheter un vélo ou un abonnement de transport public en Irlande via le programme national *Taxsaver scheme*, ou encore indemnisation monétaire lors de l'utilisation des transports en commun en Finlande).
- Organisation du *Solidarity Day* dans 6 pays : tous les collaborateurs de Neoen ont eu la possibilité de s'engager sur leur temps de travail, à hauteur d'une journée, pour une association de leur choix, afin d'avoir un impact positif au-delà de l'engagement de Neoen en faveur de la transition énergétique : 179 collaborateurs y ont participé pour un total de plus de 915 heures d'impact. En 2023, les collaborateurs se sont notamment engagés dans des missions telles que l'aide à la préparation et la distribution de repas, le nettoyage de forêts, l'échange avec des jeunes en situation de handicap etc.

- Programmation d'événements internes destinés à renforcer la cohésion des équipes (séminaires, inaugurations) et participation à des rencontres sportives du secteur (Foot Solaire de Finergreen, Championnat du monde des EnR en vélo, courses solidaires etc.).
- Déploiement d'une politique de télétravail en France depuis 2021 permettant aux collaborateurs éligibles de bénéficier d'un jour de télétravail par semaine.

Par ailleurs, Neoen attache une importance majeure aux relations de respect et de confiance à tous les niveaux de la hiérarchie, afin de prévenir tout risque de harcèlement et de discrimination. À ce titre, un nouveau dispositif d'alerte en ligne est accessible à tous les collaborateurs sur l'intranet de Neoen.

CHIFFRES CLÉS


13,9 %
 Taux d'attrition en 2023
 (19,4 % en 2022)


439
 salariés
 (361 en 2022)



ACCOMPAGNER L'ÉVOLUTION DES COLLABORATEURS

Il n'existe pas de parcours de carrière standard chez Neoen. Chaque collaborateur peut adapter son parcours en fonction de ses objectifs individuels et des opportunités offertes.

La moyenne d'âge au sein de Neoen est de 35,1 ans (35,2 ans en 2022). La part des 35 ans et moins (59,2 %) reste prédominante en 2023 et s'explique notamment par des recrutements importants sur cette tranche d'âge (78,8 % des recrutements). Fort de cette représentativité, l'entreprise propose des perspectives d'évolution rapide avec la possibilité de prendre des responsabilités. De fait, l'âge moyen des managers est de 41,1 ans (41,4 ans en 2022).

La mobilité interne est également un facteur majeur de développement des compétences des collaborateurs. Neoen permet à ses collaborateurs de se confronter à des postes et à des expériences nouvelles au sein de ses différentes filiales. C'est pour cette raison que Neoen encourage la mobilité internationale. À titre illustratif, en 2023, 19 salariés (y compris VIE) ayant été embauchés par une société du Groupe ont ensuite rejoint, à titre temporaire ou définitif, une autre société de Neoen. Cette pratique, principalement mise en place pour des collaborateurs français dans le passé, se développe aujourd'hui dans nos pays à l'international. Cette tendance se retrouve également dans la mobilité inter-métiers : 4 salariés ont changé de fonction en 2023.

SUIVRE ET RÉMUNÉRER LA PERFORMANCE

L'entretien annuel est un moment d'échange important entre le manager et le collaborateur. Il permet de faire le bilan sur la performance et le développement de l'année écoulée, et de se projeter sur l'année à venir en fixant de nouveaux objectifs. Le collaborateur est également invité à s'exprimer librement sur ses conditions de travail et sur des éventuelles améliorations à apporter à son organisation de travail. L'entretien annuel est aussi l'occasion de définir les opportunités de développement

en déterminant les actions à mettre en place à la lumière de sa performance passée et des objectifs qui lui sont assignés. En 2023, 100 % des salariés de Neoen ont eu un entretien annuel avec leurs managers.

Depuis 2021, des entretiens sont également réalisés à mi-année pour suivre les objectifs fixés, et permettre ainsi leur mise à jour éventuelle. Par ailleurs, lors des déplacements de l'équipe des Ressources Humaines sur les sites en France et à l'international, des entretiens RH sont conduits, en vue d'assurer un suivi rapproché des collaborateurs.

Neoen dispose d'une politique de rémunération attractive. La rémunération globale des collaborateurs est notamment basée sur le poste occupé, le degré de responsabilité, mais également sur la performance individuelle du collaborateur et celle de Neoen. La rémunération peut également inclure des avantages qui varient selon les pratiques et réglementations en vigueur dans les pays tels que la prise en charge d'une partie des frais de restauration et de transport, l'assurance maladie, la prévoyance, les plans de retraite, ou encore la participation et l'intéressement.

De plus, Neoen met en place des solutions d'accès au capital destinées à certains collaborateurs (actionnariat salarié, attribution gratuite d'actions). Se référer également au paragraphe 7.2.11 « actionnariat salarié » du présent document.

En 2023, les différents dispositifs d'épargne salariale pour les salariés en France ont été reconduits avec un abondement dans le cadre des accords de plan d'épargne entreprise (PEE) et du plan d'épargne retraite d'entreprise collectif (PER COL), de l'actionnariat salarié *Spring 2023* et de l'intéressement.



DÉVELOPPER LES COMPÉTENCES

En 2022, la politique de formation de Neoen a été revue et formalisée, pour accompagner le développement des collaborateurs.

L'entreprise veille à assurer un niveau de compétences répondant à la fois :

- Aux besoins spécifiques de l'entreprise ;
- Aux souhaits de développement des collaborateurs.

Un plan de développement des compétences et d'accompagnement professionnel est établi annuellement, en s'appuyant sur les besoins individuels identifiés lors des entretiens professionnels ainsi que sur les exigences collectives de Neoen.

La politique de formation répond à trois objectifs :

- Se conformer aux exigences réglementaires avec notamment des formations en matière de sécurité (en particulier, pour l'obtention des habilitations travaux en hauteur et électrique, formations aux premiers secours etc.) ;
- Anticiper l'évolution des compétences métiers de Neoen pour répondre aux enjeux de l'activité ;
- Développer les compétences transverses des collaborateurs : notamment faire évoluer les pratiques managériales et accompagner les équipes dans l'approfondissement de compétences en matière de leadership. À ce titre, les nouveaux managers de Neoen ont été conviés à une formation en management de deux jours durant laquelle ils ont pu acquérir les outils et les méthodes nécessaires pour exercer leurs fonctions efficacement, travailler leur posture de *leader*, c'est-à-dire être capable d'inspirer, d'influencer et d'entraîner leurs collaborateurs, ou encore à mieux gérer les situations de crise (gestion des conflits, prise de décision dans un contexte difficile, etc.).

La formation en continu est également un outil de fidélisation des collaborateurs. En 2023, 100 % des salariés ont bénéficié d'une formation (95,1 % hors *e-learning*) et le nombre d'heures moyen de formation par salarié est de 14,8 heures en 2023 y compris *e-learning* (contre 16,5 heures en 2022).

Enfin, Neoen valorise les compétences internes dans la mise en œuvre du plan de formation. En 2023, 10 % des formations organisées étaient dispensées en interne par des collaborateurs contre 30 % en 2022. Ce partage d'expertise crée de meilleures conditions pour le travail en équipe et facilite la communication entre les différentes équipes.

CHIFFRES CLÉS



100 %

**des collaborateurs ont reçu au moins
une formation (y compris *e-learning*) dans l'année
(100 % en 2022)**



14,8

**heures en moyenne
de formation par salarié
(16,5 heures en 2022)**

5.4.4 PROMOUVOIR LA DIVERSITÉ

La diversité est source de fierté et de dynamisme pour Neoen, avec 48 nationalités présentes au sein de ses équipes. Les recrutements sont ouverts à tous, conformément aux principes d'égalité des chances et de non-discrimination. Neoen applique une politique de tolérance zéro envers les actes de harcèlement sur le lieu de travail.



POLITIQUE

La diversité de la population nourrit la performance du Groupe et passe notamment par la multiplicité des cultures dont Neoen est constitué et par un équilibre assuré entre les hommes et les femmes.

Aujourd'hui, la priorité de Neoen est d'améliorer la parité hommes/femmes dans l'ensemble des pays dans lequel il est implanté. Au 31 décembre 2023, 33,7 % de ses salariés sont des femmes^{SF} (contre 30,7 % en 2022) et 23,9 % d'entre elles occupent des postes de management^{SF} (contre 22,8 % en 2022). La part des femmes au sein de Neoen est en forte progression en 2023, ainsi que celle des femmes dans les recrutements ce qui permettra à terme d'augmenter la part des femmes au sein du management, Neoen favorisant fréquemment les promotions internes. Se référer également au paragraphe 6.2.1.5 « politique de diversité appliquée aux membres du Conseil d'administration ainsi qu'au Comité exécutif et politique de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité » du présent document.

Ainsi, à compétences égales, Neoen veille à assurer un recrutement permettant une parité entre les femmes et les hommes et s'attache au moment de la revue annuelle des rémunérations à maintenir l'égalité sans créer de disparités.

En 2023, la croissance de plus de 20 % des effectifs a impacté le résultat de l'index d'égalité professionnelle en diminution en 2023 : 83/100.

Par ailleurs, Neoen cherche à promouvoir une politique en faveur de l'inclusion des personnes en situation de handicap. À ce titre, les offres d'emploi sont publiées sur un site de recrutement dédié au handicap en France, ce qui permet d'attirer des profils disposant de la reconnaissance de travailleurs en situation de handicap.

ACTIONS MISES EN ŒUVRE

- Mise en avant de nos engagements en faveur de la diversité sur notre page « Carrières » et dans l'ensemble des offres d'embauche publiées sur notre site.
- Sensibilisation des managers et des cabinets de recrutement aux objectifs de parité hommes/femmes pour les recrutements afin qu'au moins une femme soit retenue dans la liste finale des candidats.
- Poursuite des efforts en faveur du recrutement de personnes en situation de handicap et développement des achats auprès des secteurs protégés.

CHIFFRES CLÉS


33,7 %
 de femmes^{SF}
 (objectif^{SF} de 32 % dépassé)


48
 nationalités

5.4.5 RÉDUIRE NOS ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

Énergéticien spécialisé et indépendant, Neoen a pour mission de concevoir et de mettre en œuvre les moyens de produire, durablement et à grande échelle, l'électricité renouvelable la plus compétitive. Ce faisant, Neoen participe activement à la décarbonation de l'énergie.



POLITIQUE

Le changement climatique représente pour Neoen une opportunité puisqu'il favorise l'émergence de politiques nationales en faveur des énergies renouvelables. En effet, les activités de Neoen contribuent activement à réduire les émissions de gaz à effet de serre, ce qui est souvent un objectif politique annoncé. Le développement, la détention et l'exploitation des parcs solaires, éoliens et des centrales de stockage de grande taille, à travers le monde permettent d'accélérer le rythme de la transition énergétique. Ainsi, au cours des 3 derniers exercices, Neoen a évité l'émission de plus de 8 000 000 tonnes de CO₂, selon ses propres calculs, qui résultent de l'application stricte de la méthodologie dédiée proposée par la Banque européenne d'investissement (BEI).

Par ailleurs, dans son *Sustainability Framework*, Neoen s'est engagé à calculer l'empreinte carbone (scopes 1, 2 et 3). Neoen souhaite également réduire les émissions liées à son activité et a déjà déployé plusieurs initiatives : dialogue avec les fournisseurs clés, augmentation de la part des énergies renouvelables dans la consommation de ses centrales (consommation des auxiliaires, hors auto-consommation), promotion des déplacements « bas carbone » (train, voiture électrique), package mobilité pour les collaborateurs effectuant leurs trajets à vélo, recyclage du matériel informatique à l'échelle mondiale...

ACTIONS MISES EN ŒUVRE

- Calcul de l'empreinte carbone de Neoen^{SF} sur l'ensemble de ses activités 2023 (scopes 1, 2 et 3) intégrant l'empreinte carbone des centrales en phase de construction et d'opération ;
- 275 MW de panneaux « low carbon » achetés en 2023 et utilisation de béton bas-carbone sur certaines de nos centrales ;
- Amélioration du résultat au questionnaire CDP en 2023 : note obtenue B ;
- En 2023, compensation de 100 % des émissions dues aux déplacements professionnels de la Société (tonnes de CO₂) par le financement de fours à cuissons « propres » pour des familles à faibles revenus et par la remise en état de canalisations d'alimentation en eau potable en Zambie ;
- Consommation des équipements auxiliaires de nos parcs solaires et éoliens australiens 100 % renouvelables en 2023.

CHIFFRES CLÉS



3 265 084

tonnes de CO₂ évitées grâce à la production
de ses centrales d'électricité
(2 587 092 tonnes de CO₂ en 2022)



609 813

tonnes de CO₂ émises
sur les scopes 1, 2 et 3 sur l'exercice 2023

5.5 NOS PROJETS

En plus de produire une électricité décarbonée, les centrales de Neoen sont le catalyseur d'une multitude d'initiatives innovantes durables.



*“ Viser l'excellence
en matière de
développement
durable ”*

5.5.1 DONNER LA PRIORITÉ À LA SÉCURITÉ

Neoen exerce des activités pouvant exposer ses salariés et ses sous-traitants à des risques relatifs à leur santé et à leur sécurité dans l'ensemble de ses implantations, d'abord sur ses chantiers et ses unités de production, mais également dans ses bureaux, et en particulier dans les pays ou zones à risques.

C'est la raison pour laquelle Neoen s'engage à garantir la santé et la sécurité de ses collaborateurs et de toute personne travaillant sur ses sites, en mettant en place des mesures strictes de contrôle et de réduction des risques ainsi que des procédures de remontée et d'investigation des incidents et accidents.

POLITIQUE

Les activités de construction, d'exploitation et de maintenance d'infrastructures de production d'électricité peuvent exposer à la survenance d'événements pouvant porter atteinte à la sécurité et/ou à la santé des individus : risques techniques liés à l'utilisation de machines, à l'environnement sous tension électrique, à la circulation notamment dans des zones à risques, etc.

Neoen promeut une forte culture en matière d'hygiène, sécurité et environnement (HSE), au travers de sa démarche HSE, garantissant que les prestataires se conforment aux attentes du Groupe dans le strict respect des contraintes légales et réglementaires en la matière. Cette démarche vise à limiter les atteintes aux personnes (salariés de Neoen et contractants), aux biens et à l'environnement sur le lieu de travail que ce soit sur les chantiers des centrales en construction de Neoen ou au cours des phases de développement ou d'exploitation de celles-ci. Pour la 2nde année consécutive, Neoen a procédé à une évaluation interne du niveau de maturité de culture HSE dans le cadre de sa stratégie à trois ans. L'objectif de Neoen est d'avoir durablement un taux de fréquence des accidents de travail avec arrêt en deçà de deux (LTIFR).

La stratégie s'articule autour de cinq thématiques : le système de gestion HSE, le *sourcing*, le suivi et contrôle, la proactivité et enfin le *leadership* et les compétences. Les objectifs sont déclinés opérationnellement dans le plan de Gestion HSES (annexé aux contrats EPC et O&M) :

- éviter toute blessure sérieuse du personnel ;
- améliorer les conditions et réduire les risques de chaque poste de travail ;
- promouvoir la remontée proactive d'informations sur les presque-accidents et les situations dangereuses ;
- investiguer chaque accident, presque-accident et événement à Haut Potentiel (intégration de ce concept, afin de permettre l'analyse et la correction d'événements potentiellement tragiques) ;
- promouvoir la culture HSE de Neoen (visites de site, quart d'heure sécurité, audits, formations...).

Son déploiement passe par :

- le renforcement des critères HSE lors de la sélection de nos prestataires ;



- une évaluation des risques HSE de tous nos bureaux géographiques ;
- la réalisation d'une campagne d'audits HSE de façon plus systématique sur le périmètre des sites Neoen mais aussi chez ses prestataires.

Dans le cadre de son Comité HSE, incluant les membres de son Comité exécutif, Neoen s'assure trimestriellement du contrôle de la performance du Groupe en matière de politique HSE et du suivi d'indicateurs relatifs aux objectifs précités.

Aussi, Neoen s'engage à recueillir et analyser les taux de fréquence avec et sans arrêt et les taux de gravité des prestataires, ainsi qu'à réaliser un audit de conformité HSE sur l'ensemble des sites en construction.

ACTIONS MISES EN ŒUVRE

- Création d'un poste de Responsable HSE régional en Australie ;
- Déploiement du programme d'audit de nos centrales en construction et de nos prestataires de maintenance ;
- Mise en place d'un formulaire de visite HSE pour le management ;
- Formation des responsables de projet et d'exploitation aux investigations d'accidents ;
- Systématisation du partage d'événements et de bonnes pratiques ayant eu lieu à la fois sur des sites Neoen et de prestataire chez d'autres clients à l'ensemble de nos prestataires.

CHIFFRES CLÉS



4.7

Taux de fréquence 1st
en 2023
(collaborateurs Neoen
et contractants)



0,04

Taux de gravité
en 2023
(collaborateurs Neoen
et contractants)



80 %

des prestataires
maintenance
audités en 2023



73 %

des sites
en construction
ayant fait l'objet d'un
audit HSE en 2023^{sf}
(cible de 100 %)



8

presque-accidents
reportés pour chaque
accident avec arrêt

5.5.2 PROTÉGER LA BIODIVERSITÉ

Au-delà de son engagement à lutter contre le changement climatique par la production d'une énergie renouvelable, la conscience environnementale de Neoen se traduit au niveau de ses projets par la mise en œuvre des principes « Éviter, Réduire, Compenser ».



POLITIQUE

Avec une empreinte foncière souvent importante, Neoen est souvent confronté aux enjeux liés à l'utilisation des sols et à la protection de la biodiversité. Neoen porte une attention particulière au respect des écosystèmes sur les territoires d'implantation de ses projets tout au long du cycle de vie de ses installations et limite à ce titre le développement de projets dans les zones sensibles sur le plan de la biodiversité. Ainsi, le développement d'un projet commence par la sélection d'un site d'implantation, rigoureusement sélectionné à la lumière d'éléments cartographiques et d'analyses terrain visant à identifier les impacts éventuels sur la faune, la flore, les sites patrimoniaux et archéologiques, etc.

De plus, dans les régions rurales, Neoen développe en partenariat avec des agriculteurs des projets agrisolvaires qui permettent de concilier une activité de production agricole et de production d'énergie.

Plusieurs engagements environnementaux et en faveur de la biodiversité sont ainsi pris de façon formelle par Neoen dans sa *Biodiversity Policy*³ :

- Identifier les impacts sur l'environnement qui peuvent affecter la biodiversité par le biais d'études d'impact environnemental pendant la phase de développement de tous nos projets⁴.
- Piloter les impacts environnementaux tout au long de la vie de nos projets ou actifs (développement, construction, exploitation), selon les principes ERC (Éviter, Réduire, Compenser).
- Minimiser les pertes en biodiversité et, lorsque c'est possible, viser un gain net environnemental.
- Communiquer les actions en lien avec la biodiversité au département régional HSE.
- Promouvoir, former et sensibiliser à la protection de l'environnement et au respect de la biodiversité.

ACTIONS MISES EN ŒUVRE

- Réalisation des études d'impact environnemental par des écologues spécialisés pour les projets en développement de Neoen ;
- Mise en place d'une politique biodiversité, également intégrée dans le *Supplier Code of Conduct* de Neoen (*SIP Code of Conduct*) ;
- Poursuite et approfondissement du déploiement d'une démarche « agrisolaire » en France (recrutement d'un expert agrisolaire interne), en Australie, au Salvador et plus récemment en Italie et en Irlande.

CHIFFRES CLÉS



³ Disponible sur le site internet de Neoen : <https://neoen.com/app/uploads/2023/09/Biodiversity-Policy-Neoen.pdf>

⁴ Projets *tender-ready*



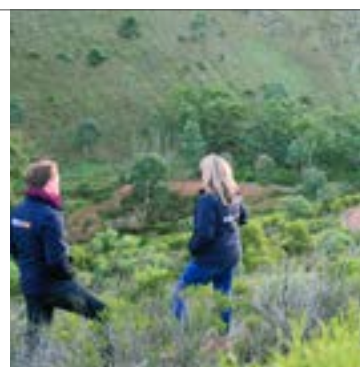
AUSTRALIE

Le scinque à langue bleue, un lézard menacé d'extinction en Australie, a été découvert lors du développement du parc éolien de Hornsdale. C'est la raison pour laquelle une zone de 145 ha située sur le parc éolien de Hornsdale a été protégée et des études annuelles vont y être réalisées jusqu'en 2027, afin de :

- étudier et surveiller dans la durée la végétation locale et la population des lézards, afin de s'assurer que la zone de compensation offre des conditions adéquates au maintien ou au développement du nombre de lézards et de leur habitat ;
- identifier les éventuelles menaces pouvant survenir dans la zone de compensation, par exemple le développement de mauvaises herbes, un changement dans la végétation, la présence d'animaux sauvages qui pourraient impacter négativement la population des lézards... ;
- identifier les actions nécessaires pour protéger les prairies, riches en biodiversité.

AUSTRALIE

Neoen a transféré la propriété d'une parcelle de 1 000 hectares située à Worlds End Gorge au gouvernement de South Australia, afin de permettre la création d'un nouveau parc national dans cette région. Cette initiative s'inscrit dans la stratégie de compensation environnementale du parc éolien de Goyder South Stage 1 (412 MW), actuellement en construction. Elle a été rendue possible grâce à une collaboration durable entre Neoen, les propriétaires terriens, les propriétaires traditionnels de la nation Ngadjuri et les autorités publiques. Ce nouveau parc national protégera de manière permanente les gorges de Worlds End reconnues pour leur importance environnementale et culturelle, afin que les générations futures puissent en profiter.



PORTUGAL

Les centrales solaires de Rio Maior et de Torre Bela, d'une puissance combinée de 272 MWc, ont une empreinte foncière importante. C'est la raison pour laquelle le design des deux centrales solaires repose sur des unités de 20 hectares en moyenne, délimitées par des « corridors écologiques » permettant une continuité écologique entre les zones de biodiversité protégée qui s'étalent sur près de 200 hectares.

FRANCE

Lors de la construction du parc éolien des Ailes de Foulzy (21 MW), dont l'entretien est assuré par une association locale favorisant la réinsertion de personnes éloignées de l'emploi, des nichoirs pour chauve-souris ont été installés sur les bâtiments publics de la commune, afin de favoriser les habitats de ces chiroptères. De même, une bourse aux haies a été lancée dans laquelle Neoen a pris l'engagement de planter un total de plus de 8 km de haies en 2024-2025.



FRANCE

Au-delà des exigences réglementaires relatives à la biodiversité, 100 % des centrales solaires de Neoen construites en 2022 et en 2023 disposent de « passages petites faunes » permettant ainsi une continuité écologique autour de ses centrales. Et plus de 9 km de haies ont été replantées pour favoriser la biodiversité, créant de nouveaux habitats pour le petit gibier et les oiseaux, et permettant de lutter contre l'érosion.

5.5.3 INTÉGRER LE RECYCLAGE

Neoen développe et opère des centrales dont la durée de vie est longue – au moins 20 ans pour ses batteries et 30 ans pour ses centrales solaires et éoliennes – mais est très conscient de l'enjeu clé du recyclage des équipements principaux de ses centrales (panneaux photovoltaïques, batteries...). C'est la raison pour laquelle Neoen s'est engagé à analyser les diverses filières de recyclage des principaux matériaux de ses trois technologies : solaire, éolien et batteries. Neoen maintient un dialogue régulier avec ses fournisseurs.



POLITIQUE

En tant que propriétaire et exploitant à long terme de ses actifs, Neoen se conforme à l'ensemble des obligations qui lui sont applicables, notamment en matière de gestion des déchets et de recyclage. Ainsi, en phases de construction et d'opération, les contractants EPC et O&M de ses actifs ont l'obligation de traiter les déchets en accord avec les réglementations locales. Bien que Neoen n'ait pas encore démantelé d'installations, compte tenu de la jeunesse de son parc, l'entreprise est également attentive aux défis futurs liés à leur fin de vie. Neoen constitue ainsi des provisions pour le démantèlement de chacun d'entre elles, qui comprennent les coûts de recyclage. L'entreprise entretient également un dialogue régulier avec ses fournisseurs sur ce sujet, d'autant plus que nombre d'entre eux réalisent des investissements importants et innovants en la matière.

Neoen demande ainsi à ses fournisseurs de panneaux solaires d'adhérer à Soren (dont Neoen est membre du conseil d'administration) ou à des organismes équivalents présents sur les autres géographies ou de mettre en œuvre des solutions de recyclage extraterritoriales. Cette clause de recyclage sera progressivement intégrée pour tous les pays où Neoen est implanté.

Pour ses parcs éoliens, en attendant d'avoir à en démanteler, Neoen a ajouté une clause de réemploi dans tous les contrats de maintenance éoliens autorisant l'usage de pièces de réemploi (garantie et certification équivalente) afin de favoriser l'économie circulaire et réduire ses émissions de CO₂.

Le dialogue avec les fournisseurs en matière de recyclage est également en cours pour l'activité de stockage. Les batteries lithium-ion utilisées par Neoen sont recyclables selon les procédés pyrométallurgie et hydrométallurgie (taux supérieur à 80 %, avec plus de 90 % pour le lithium, plus de 99 % pour les métaux). Une clause de recyclage des batteries a ainsi été intégrée dans certains des derniers contrats signés par Neoen.

ACTIONS MISES EN ŒUVRE

- Négociation d'une clause de recyclage dans tout nouveau contrat d'achat de composants, dans les pays où le secteur du recyclage le permet ;
- Cet engagement est de nouveau reflété dans le crédit syndiqué signé par Neoen en février 2024, avec un objectif de 1,3 GW couverts par cette clause sur la période 2024-2025 (solaire et batteries) ;
- Adoption d'une politique d'économie circulaire ;
- Pour les nouveaux projets solaires en France, encouragement de l'usage des panneaux solaires ayant une part de matière première recyclée, notamment le polysilicium : 275 MW en 2023. Le projet suédois de Hultsfred bénéficie également de panneaux bas-carbone.

CHIFFRES CLÉS



595

nouveaux MW couverts en 2023
par une clause de recyclage ^{5F*}

* Capacité totale des actifs (MW) pour lesquels une clause de recyclage a été négociée pour les équipements principaux : modules PV ou batteries.

5.6 NOS COMMUNAUTÉS

En qualité de propriétaire et exploitant à long terme, Neoen s'inscrit dans des relations durables avec les riverains et les communautés avoisinantes.

Neoen travaille en concertation et coopération avec les parties prenantes locales, contribue au développement économique régional et local, et souhaite partager les bénéfices de la transition avec les communautés.

*“ Les entraîner
avec nous dans
la transition ”*



5.6.1 CONSULTER ET INTERAGIR

Neoen a conscience que le succès d'un projet dépend grandement du développement de relations transparentes et régulières avec les parties prenantes clés et les membres de la communauté locale. Il est donc important pour Neoen d'entretenir une dynamique « sans mauvaise surprise », et s'engage à bâtir de telles relations dès le démarrage du projet, s'adaptant au contexte local, tout en offrant à la communauté des occasions de s'exprimer.



POLITIQUE

Neoen s'engage à adopter une approche structurée avec les parties prenantes locales, qui va au-delà de la réponse aux seules obligations réglementaires. En effet, l'implantation de chaque installation est décidée en concertation avec les autorités et communautés locales, dans chacun des pays du Groupe.

Tout d'abord, des échanges préalables ont lieu avec les élus locaux pour assurer la compatibilité du projet avec les orientations des territoires. Puis, au-delà des dispositions réglementaires, et pour tout projet d'implantation de centrale, Neoen s'engage à mener des actions d'information et de communication à destination de la communauté (riverains, associations locales, etc.) afin de présenter le projet, ses enjeux, et d'en faciliter la compréhension, via des réunions, des courriers, des affichages, et/ou un site internet dédié aux réunions en face-à-face.

Durant la phase de développement, des réunions publiques sont organisées régulièrement. Elles permettent aux équipes de Neoen de présenter les travaux envisagés, les intégrations paysagères du projet, les conclusions de l'étude d'impact social (dans les pays émergents) et environnemental dudit projet, les mesures d'accompagnement prévues, et plus généralement de s'inscrire dans une démarche de concertation auprès des populations locales pour proposer des solutions satisfaisantes pour la communauté.

Hors Europe, les actions de concertation auprès des communautés sont systématiquement pilotées par le chef de projet durant la phase de développement. Les relations avec la communauté peuvent également être soutenues par un « *Community Liaison Officer* (CLO) » pour les projets d'une ampleur ou d'une complexité importante.

Par ailleurs, pour répondre aux engagements pris dans le *Sustainability Framework*, un *Community Engagement Plan** est développé pour les projets dont la capacité est supérieure à 50 MW.

ACTIONS MISES EN ŒUVRE

- Consultation de la communauté et partage de l'information, y compris lorsque cela ne relève pas d'une obligation légale (ex : lancement en 2023 du site internet des nouveaux projets).

CHIFFRES CLÉS



95 %

de centrales entrées en opération en 2023 ont fait l'objet d'une concertation ou d'informations ^{sf}

*Le *Community Engagement Plan* est un outil interne complet, guidant et jalonnant toutes les consultations et interactions qui vont avoir lieu durant la vie d'un projet, depuis les premières étapes de l'étude de faisabilité jusqu'à son démantèlement.

5.6.2 FAVORISER LE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE LOCAL

La construction et la mise en opération de centrales peuvent offrir d'importantes opportunités à l'échelle locale et/ou régionale, grâce à la création d'emplois, aux débouchés pour les fournisseurs locaux, à l'effet démultiplicateur des revenus et dépenses générés par les investissements. Neoen a également pour objectif de faire bénéficier les territoires dans lesquels le Groupe s'implante de retombées positives sociales et culturelles.



POLITIQUE

L'impact des projets de Neoen n'est pas qu'économique. En tant que propriétaire et exploitant sur le long terme, Neoen s'engage à faire bénéficier les régions d'implantations des retombées des projets, en identifiant et finançant des initiatives locales et des projets de développement durable. L'investissement tant social que culturel des territoires revêt une dimension fondamentale pour l'ensemble des projets développés et opérés par Neoen.

Neoen s'engage depuis 2021 à :

- Maximiser son impact économique local, en interagissant avec les entreprises et les réseaux professionnels locaux, en privilégiant les fournisseurs et les travailleurs locaux autant que possible, et en cherchant à développer les compétences, les formations et les apprentissages. Un *Local Participation Plan** est désormais développé, notamment pour les actifs dont la capacité est supérieure à 100 MW.^{SF}
- Faire bénéficier les communautés des retombées des projets du Groupe. Neoen dédie annuellement un budget visant à financer des actions en faveur des communautés voisines de ses projets, pour chaque projet dont la capacité est supérieure à 50 MW. Dans les pays émergents, afin de cibler les actions prioritaires permettant de répondre aux besoins des communautés locales, un « *Community Development Plan* » est réalisé.^{SF}
- Créer une œuvre d'art qui met en valeur les énergies renouvelables et la culture locale pour chaque projet dont la capacité est supérieure à 50 MW.^{SF}

* Le *Local Participation Plan* est un document proche du *Community Engagement Plan*. Il identifie et répertorie l'ensemble des bénéfices économiques potentiels en termes de développement local et régional.

ACTIONS MISES EN OEUVRE

- Neoen a déployé dans les pays d'implantation de ses projets et centrales de nombreuses actions dont certaines sont présentées ci-après.



AUSTRALIE

À travers des *Community Benefit Funds* mis en place pour chacun de nos projets, Neoen investit plus d'un demi-million de dollars australiens par an pour financer des initiatives de développement local en Australie. L'une des dernières réalisations a été la création de contenus pédagogiques explicatifs sur les énergies renouvelables à destination des écoles primaires et des collèges australiens. <https://neoenlearning.com/>

AUSTRALIE

35 % des emplois créés par la construction du Western Downs Green Power Hub, la plus grande centrale solaire de Neoen (460MWc) ont été pourvus localement. Il en a été de même pour 49 % des emplois créés par le chantier de Kaban Wind Farm (157 MW). Pour cela, Neoen a travaillé en étroite collaboration avec des entreprises locales, qui avaient une excellente connaissance du marché de l'emploi de la région ainsi qu'avec les entreprises en charge de la construction de ces deux centrales. Ces chiffres ont fait l'objet d'un suivi mensuel pour s'assurer qu'ils étaient conformes à l'engagement pris par Neoen, qui a finalement été dépassé.



ÉQUATEUR

Neoen Équateur a financé la conception et l'animation d'une formation entrepreneuriale et en gestion de ressources personnelles pour les communautés locales de Chota et Tumbabiro où sera construite la centrale de Imbabura Solar. Les cours et les méthodes ont été élaborés après qu'une évaluation des besoins des communautés ait été réalisée. Les participants ont été très heureux de pouvoir progresser dans la gestion de leur épargne ainsi que de se préparer à gérer une activité commerciale.

MEXIQUE

En 2023, Neoen a apporté un soutien aux communautés voisines de la centrale solaire d'Aguascalientes en finançant des initiatives dans le domaine de l'éducation : près de 300 enfants (ou leur écoles) de sept communautés différentes ont ainsi bénéficié de dons de fournitures scolaires, de matériel d'éducation physique, d'équipements numériques (ordinateurs, imprimantes).



EL SALVADOR

3 % des revenus des centrales solaires de Neoen au Salvador sont reversés à un Fonds d'investissement social consacré à des projets de développement locaux (santé, éducation et développement communautaire). En 2023, Neoen a ainsi financé la construction d'un centre de santé dans la province d'Usulután qui bénéficiera à huit communes proches de la centrale Capella Solar.

5.7 REPORTING SUR LE RÈGLEMENT TAXONOMIE VERTE

5.7.1 CONTEXTE

Pour prioriser le financement des activités qui contribuent déjà significativement aux objectifs de transition bas-carbone mais également encourager et accélérer l'émergence et l'expansion des activités de transition, la Commission Européenne a souhaité mettre en place un système de classification commun dit « Taxonomie Verte » permettant d'évaluer la contribution des activités économiques à l'égard des six objectifs environnementaux :

Atténuation
du changement climatique



Adaptation
au changement climatique



Utilisation durable et protection
de l'eau et des ressources humaines



Protection et restauration
de la biodiversité
et des écosystèmes



Prévention et contrôle
de la pollution



Transition
vers une économie circulaire



Ce système de classification décrit des critères et des seuils précis d'éligibilité et d'alignement :

- L'activité doit contribuer substantiellement à l'un des six objectifs environnementaux ;
- L'activité doit être conforme aux critères d'examen techniques de contribution substantielle à l'un des six objectifs environnementaux ;
- L'activité ne doit pas porter un préjudice important à l'un des autres objectifs environnementaux (principe du « *Do No Significant Harm* » – DNSH) ;
- L'entreprise doit respecter les garanties minimales relatives aux droits de l'homme et aux droits fondamentaux du travail.

contribuent substantiellement à l'atténuation du changement climatique. Ces dernières regroupent :

- 4.1. Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque ;
- 4.3. Production d'électricité à partir d'énergie éolienne ;
- 4.10. Stockage de l'électricité.

En ce qui concerne les investissements individuels sans lien avec une activité commerciale prévue, l'analyse d'alignement a été effectuée pour l'ensemble du périmètre de consolidation. Ainsi, au cours de l'exercice 2023, Neoen a identifié des investissements individuels relatifs à l'activité 7.7 concernant l'acquisition ou la location longue durée de bâtiments.

Conformément aux spécifications mentionnées dans la FAQ 2022/C385/01 de la Commission européenne, Neoen a considéré comme éligibles à l'objectif d'**adaptation au changement climatique** uniquement les dépenses d'investissement liées aux plans d'adaptation visant à réduire les risques climatiques physiques les plus importants pour ses actifs. Ces plans sont mis en œuvre à la suite de l'analyse des risques climatiques et de vulnérabilité de ses activités, conformément à l'appendice A des actes délégués relatifs à la Taxonomie. Aucun CapEx de ce type n'a été identifié en 2023.

Neoen a considéré que l'activité de services n'apporte pas de contribution directe à l'un ou plusieurs objectifs de la Taxonomie européenne et n'est de fait pas couverte par la réglementation. Cette activité représente 0,4 % du chiffre d'affaires du Groupe⁵.

5.7.2 ANALYSE DE L'ÉLIGIBILITÉ DES ACTIVITÉS DU GROUPE NEOEN

Dans le cadre de son analyse d'éligibilité, Neoen s'est attaché à rapprocher son modèle d'affaires de la description des activités listées dans l'acte délégué climat de la Taxonomie Verte au-delà de la simple analyse des codes NACE (Nomenclature statistique des Activités économiques dans la Communauté Européenne), et ce pour les six objectifs environnementaux.

Par son activité de producteur d'énergie bas carbone, Neoen contribue à l'objectif **d'atténuation du changement climatique**. Les activités relatives à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables hors hydraulique (code NACE D35.11)

⁵ Holdings hors activité d'acquisition d'immeubles, de véhicules et de développement.

5.7.3 ANALYSE DE L'ALIGNEMENT DES ACTIVITÉS

Neoen publie volontairement pour l'exercice 2023 la part des trois indicateurs (CA, CapEx, OpEx) qui sont associés à des activités économiques alignées. Ces indicateurs portent sur les données de l'exercice 2023 sans information comparative au titre de l'exercice 2022.

5.7.3.1 CRITÈRES DE CONTRIBUTION SUBSTANTIELLE

Afin d'évaluer l'alignement de ses activités, chaque centrale en construction ou en opération de Neoen faisant partie du périmètre de consolidation a vérifié le respect des critères de contribution substantielle à l'atténuation du changement

- Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables hors hydraulique : l'ensemble des critères techniques est respecté ;
- Stockage d'électricité : l'ensemble des critères techniques est respecté.

5.7.3.2 DO NO SIGNIFICANT HARM⁶ (DNSH)

Adaptation au changement climatique

Neoen a fait appel à une société reconnue experte dans le domaine pour conduire une analyse des risques physiques climatiques couvrant l'ensemble des activités du Groupe sur la base du scénario SSP5-8.5 (+4,4°C) à horizon 2050. L'étude couvre les aléas climatiques pertinents pour les activités de Neoen⁷ :

- Aléas liés à la température : stress thermique, vague de froid/gel, feu de forêt ;
- Aléas liés au vent : modification des régimes des vents, cyclone, ouragan, tempête ;
- Aléas liés à l'eau : élévation du niveau de la mer, fortes précipitations et inondation.

Cette étude a permis un classement des sites qui a pris en compte le niveau d'exposition et la vulnérabilité du site. La vulnérabilité des sites correspondant à des activités éligibles et satisfaisant les critères de contribution substantielle de la Taxonomie a été évaluée pour apprécier l'alignement des activités éligibles opérées sur ces sites (adaptation au changement climatique). Les risques physiques liés au changement climatique ont été pris en compte lors de la construction des centrales.

Utilisation durable et protection des ressources hydrologiques et marines

Les critères associés à ce DNSH sont non-applicables au regard de la nature des activités de Neoen :

- Activité 4.3 « Production d'électricité à partir d'énergie éolienne » : le DNSH vise la construction d'installations éoliennes en mer et la nécessité de prendre les mesures appropriées pour prévenir ou atténuer les incidences liées au projet. Neoen ne construit ni n'exploite d'installations en mer.
- Activité 4.10 : « Stockage de l'électricité » : le DNSH vise la construction et l'exploitation de centrales hydroélectriques. Neoen ne construit ni n'exploite de centrales hydroélectriques.

L'activité 4.1 « Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque » ne présente pas de DNSH en matière de protection des ressources hydrologiques.

Économie circulaire

Concernant la production d'énergie renouvelable (4.1 et 4.3), le règlement Taxonomie demande que l'activité évalue la disponibilité et, dans la mesure du possible, utilise des équipements et des composants hautement durables et recyclables et qui sont faciles à démonter et à remettre à neuf. Pour l'activité de stockage d'électricité (4.10), le règlement demande que l'activité dispose d'un plan de gestion des déchets qui garantit une réutilisation ou un recyclage maximum en fin de vie.

Neoen dispose d'une politique relative à l'économie circulaire couvrant chacune des phases de la vie des projets, de leur développement à leur démantèlement. Cette politique décrit les principes selon lesquels Neoen mène ses activités et elle précise plus spécifiquement les critères rentrant en ligne de compte dans le choix des matériaux (recyclabilité, durée de vie et remise à neuf). La politique décrit également les actions mises en œuvre dans le cadre de la fin de vie des actifs notamment :

- La formalisation d'un plan de gestion de déchets ;
- Le provisionnement du démantèlement (qui intègre le recyclage) dans les comptes ;
- L'intégration dès que possible de clauses de recyclage dans les contrats avec les Q&M et les fournisseurs d'équipement.

Protection et rétablissement de la biodiversité et des écosystèmes

Le règlement Taxonomie demande qu'une évaluation des incidences sur l'environnement (EIE) ou un examen préalable ait été réalisé conformément à la directive 2011/92/UE. Lorsqu'une EIE a été réalisée, les mesures d'atténuation et de compensation requises pour protéger l'environnement sont mises en œuvre.

Neoen a recensé l'ensemble des EIE réalisées lors de la phase de développement des projets permettant ainsi la prise en compte des mesures d'atténuation et de compensation lors de la phase de construction et d'exploitation. Les actions menées par Neoen en matière de biodiversité sont détaillées au paragraphe 5.4.2. Un actif a été exclu de l'alignement car il ne dispose pas d'EIE au sens de la Taxonomie verte, tel qu'exigé dans la directive 2011/92/UE⁸.

⁶ Ne pas causer de préjudice important.

⁷ La Centrale de Metoro au Mozambique n'a pas été considérée dans l'analyse d'alignement car elle est en cours de cession.

⁸ La Centrale de Coruche au Portugal

5.7.3.3 GARANTIES MINIMALES

S'agissant de l'analyse du critère d'alignement sur les «Garanties minimales», Neoen s'est engagé à respecter, partout où les activités du Groupe sont exercées, les principes et les droits humains fixés par la Charte internationale des droits de l'homme, les conventions fondamentales de l'Organisation Internationale du Travail, les Principes directeurs des Nations unies (adhésion au *UN Global Compact*) relatifs aux entreprises et aux droits humains, les Principes directeurs de l'OCDE pour les entreprises multinationales.

Neoen répond aux différents critères de garanties minimales sur l'exercice 2023 :

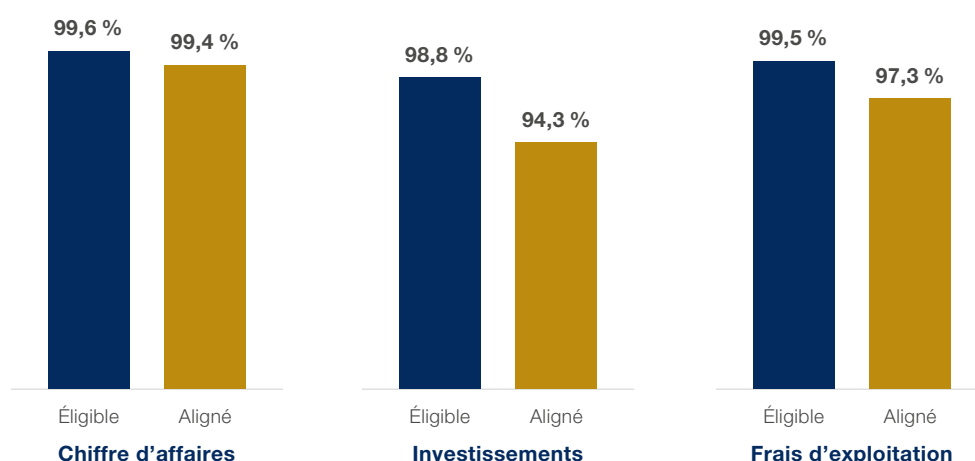
- **Droits humains** : Neoen a mis en place des dispositifs visant à identifier les risques dans ce domaine, à les évaluer, à les prévenir ou les atténuer le cas échéant, en opérant un suivi de l'efficacité des dispositifs (cartographie des risques, formalisation d'une politique droits humains).
- **Corruption** : Neoen a mis en place les procédures de diligence raisonnable et les dispositifs en matière de lutte contre la corruption. Une cartographie spécifique des risques de corruption a été mise à jour au cours du 2^{ème} semestre 2022. Neoen dispose également d'un système d'alerte professionnelle permettant de recueillir les signalements de dysfonctionnements sur tous les sujets relevant du Code de

conduite anti-corruption, publié sur le site internet de Neoen. Un programme de formation à destination des collaborateurs a également été développé (Se référer au paragraphe 5.3.1).

- **Fiscalité** : Neoen s'attache à respecter les lois et réglementations fiscales applicables des pays dans lesquels le Groupe opère. Neoen a mis en place une politique de transparence conforme aux recommandations BEPS de l'OCDE en détaillant le périmètre consolidé d'application, la gestion du risque associé, les principes directeurs des stratégies fiscales et de la gouvernance.
- **Droit de la concurrence** : Neoen respecte, dans son périmètre d'activité, les législations en vigueur dans le cadre du droit de la concurrence. Le Groupe sensibilise ses employés à l'importance du respect des lois et réglementations applicables en matière de concurrence loyale au travers de sa charte éthique et des formations relatives à la conformité, l'éthique des affaires et la lutte contre la corruption.
- **Déploiement des formations sur l'éthique et la concurrence loyale** en octobre 2023.
- En 2023, ni le Groupe ni un de ses dirigeants n'a fait l'objet d'une condamnation judiciaire concernant la violation des droits de l'homme, la corruption, le non-respect du droit de la concurrence, ou pour violation de la législation fiscale.

5.7.4 PROPORTION DES ACTIVITÉS ÉLIGIBLES ET ALIGNÉES AU REGARD DU RÈGLEMENT TAXONOMIE VERTE

Sur la base des vérifications de conformité aux différents critères relatifs aux activités éligibles à la Taxonomie, les ratios relatifs aux activités alignées sont pour 2023 :



Ces indicateurs ont été calculés en utilisant les systèmes de reporting existants pour détourner les agrégats financiers requis. La détermination des dénominateurs et numérateurs de ces ratios a été effectuée sur la base de la structure comptable et analytique de présentation des données financières des activités du Groupe. De plus, les informations financières extraites des systèmes d'information de Neoen ont fait l'objet d'une analyse et d'un contrôle afin d'en assurer la cohérence avec le chiffre d'affaires, les OpEx et les CapEx durant l'exercice 2023.

5.7.4.1 DÉTERMINATION DU CHIFFRE D'AFFAIRES (CA)

La part de chiffre d'affaires éligible ou durable correspond au ratio entre le chiffre d'affaires consolidé des activités identifiées éligibles ou alignées sur la Taxonomie et le chiffre d'affaires du Groupe tel qu'indiqué dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2023 (section 4.1 – note 5 «ventes» des comptes consolidés).

5.7.4.2 DÉTERMINATION DU RATIO D'INVESTISSEMENT (CapEx)

Conformément à l'acte délégué de la Taxonomie verte, le ratio « CapEx » visé à l'article 8 paragraphe 2 point b) du règlement (EU) 2020/852 est calculé en retenant :

- au dénominateur : l'ensemble des investissements regroupant les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles et les droits d'utilisation (IFRS 16 « contrats de location »), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés ;
- au numérateur : les dépenses d'investissement en lien avec une activité éligible (ou alignée), un plan d'investissement (plan CapEx) dont l'objectif est de créer ou de transformer une activité qui sera éligible ou alignée sur la Taxonomie, des investissements individuellement éligibles (ou alignés) qui ne sont pas rattachés à une activité principale éligible (ou alignée).

Le Groupe ne dispose pas de plan de CapEx compte tenu du caractère intrinsèquement durable de ses activités.

Modalités de calcul

- Le numérateur de l'indicateur « CapEx éligibles à la Taxonomie » correspond principalement aux investissements liés à la construction des centrales solaires, éoliennes et de stockage et aux investissements individuels par nature sans lien à une activité commerciale (bâtiment).
- Le numérateur de l'indicateur « CapEx alignés à la Taxonomie » correspond aux investissements décrits ci-dessus qui respectent les critères d'alignement de la Taxonomie.
- Le dénominateur des indicateurs « CapEx éligibles à la Taxonomie » et « CapEx alignés à la Taxonomie » a été calculé selon les modalités précisées précédemment.

Réconciliation avec les états financiers

(En millions d'euros)

Incorporelles - Note 12.2*

Acquisitions	71,5
Variations de périmètres	2,8

Corporelles - Note 12.3*

Acquisitions	1 128,8
Entrées de périmètres : actifs de production	13,6
Entrées de périmètres : droits d'utilisation	0,4
Droits d'utilisations sur actifs loués	61,1

Total	1 278,2

(*) Notes annexes aux états financiers consolidés.

5.7.4.3 DÉTERMINATION DU RATIO DES DÉPENSES (OpEx)

Le ratio « OpEx » visé à l'article 8 paragraphe 2 point b) du règlement (EU) 2020/852 est calculé en divisant le numérateur par le dénominateur, déterminés comme suit :

- le dénominateur correspond aux coûts directs non capitalisés liés à la recherche et au développement, aux mesures de rénovation des bâtiments, aux locations à court terme (non comptabilisées sous IFRS 16), à l'entretien et aux réparations, ainsi que toute autre dépense directe liée à l'entretien courant des immobilisations corporelles qui sont nécessaires pour assurer le fonctionnement continu et efficace de ces actifs ;
- le numérateur prend en compte les dépenses opérationnelles incluses dans le dénominateur qui sont en lien avec une activité éligible (ou alignée).

Modalités de calcul

Le numérateur prend en compte les dépenses opérationnelles qui sont en lien avec une activité éligible (ou alignée) c'est-à-dire les OpEx correspondant aux charges de maintenance, entretien et réparation des centrales solaires, éoliennes et de stockage (actifs éligibles ou alignés) et aux charges opérationnelles liées à la R&D.

Le dénominateur des indicateurs « OpEx éligibles à la Taxonomie » et « OpEx alignés à la Taxonomie » correspond au montant total des charges de maintenance, de location et liées à la R&D de Neoen.

L'ensemble des OpEx relevant de la Taxonomie est inclus dans les lignes du compte de résultat consolidé du Groupe : charges externes et charges de personnel. Dans ces coûts, seules les natures de charges précisées ci-dessus ont été prises en compte dans les ratios.

5.8 INDICATEURS EXTRA-FINANCIERS

Neoen déclare n'avoir entrepris aucune activité de lobbying, ni directe ni indirecte. Par conséquent, le total des ressources consacrées aux pratiques de lobbying est de 0 EUR.

5.8.1 INDICATEURS SOCIAUX

	2021	2022	2023	Var.
Effectif				
Effectif Total	299	361	439	21,6%
Europe-Afrique	197	246	295	19,9%
<i>Dont France</i>	<i>153</i>	<i>176</i>	<i>202</i>	<i>14,8%</i>
Australie	64	76	98	28,9%
Amériques	38	39	46	17,9%
Effectif par pays	299	361	439	21,6%
Europe-Afrique	197	246	295	19,9%
France	153	176	202	14,8%
Finlande	11	23	27	17,4%
Italie	1	9	16	77,8%
Irlande	8	12	14	16,7%
Suède	7	8	12	50%
Portugal	8	11	11	-
Allemagne	0	0	6	100%
Croatie	3	4	4	-
Zambie	3	2	2	-
Mozambique	3	1	1	-
Australie	64	76	98	28,9%
Amériques	38	39	46	17,9%
Mexique	15	15	19	26,7%
Salvador	8	10	10	-
Canada	0	2	6	200%
Équateur	4	4	5	25%
Argentine	8	4	3	-25%
États-Unis	2	3	2	-33,3%
Jamaïque	1	1	1	-
Répartition des effectifs par activité	299	361	439	21,6%
Direction	4	4	4	-
Support	4	4	4	-
Systèmes d'information	1	4	6	50%
Juridique	11	14	15	7,1%
Assurances	1	2	2	-
Ressources Humaines	4	4	5	25%

	2021	2022	2023	Var.
HSE&S	1	1	1	-
Développement	124	163	198	21,5%
<i>Energy Management</i>	8	10	15	50%
Finances	52	54	61	13%
Relations Investisseurs	2	1	2	100%
Financement	17	16	18	12,5%
Achats	6	8	11	37,5%
Construction	23	26	33	26,9%
<i>Competence Center</i>	7	11	12	9,1%
<i>Asset management</i>	34	39	52	33,3%
Part des effectifs ayant 35 ans et moins	55,2%	56,8%	59,2%	2,4 pts
Part des effectifs ayant 50 ans et plus	5,7%	5%	5,5%	0,5 pts
Pourcentage de femmes dans les effectifs totaux	28,8%	30,7%	33,7%	3 pts
Europe-Afrique	31,0%	31,7%	36,9%	5,2 pts
<i>Dont France</i>	33,3%	33,5%	38,1%	4,6 pts
Australie	28,1%	27,6%	26,5%	-1,1 pts
Amériques	18,4%	30,8%	28,3%	-2,5 pts
Pourcentage de femmes au sein du management	24,7%	22,8%	23,9%	1,1 pts
Pourcentage de femmes dans les recrutements (hors mobilités Groupe)	24,4%	35,2%	40,9%	5,7 pts
Pourcentage de femmes au sein du Conseil d'Administration	42%	42%	42%	-
Nombre d'embauches (hors mobilités Groupe)	90	125	132	5,6%
Europe-Afrique	62	87	94	8%
<i>Dont France</i>	45	53	58	9,4%
Australie	21	27	29	7,4%
Amériques	7	11	9	-18,2%
Nombre de départs (hors mobilités Groupe)	45	61	50	-18%
Europe-Afrique	25	36	34	-5,5%
<i>Dont France</i>	22	28	24	-14,3%
Australie	14	16	13	-18,8%
Amériques	6	9	3	-66,6%
Ancienneté moyenne des salariés	2,6 ans	3,1 ans	3,2 ans	3,2%
Taux d'attrition (hors mobilités Groupe)	15,4%	19,4%	13,9%	-5.5 pts
Nombre de mobilités inter-métier	5	6	4	-33,3%
Nombre de mobilités géographiques (CDI, CDD)	10	5	18	260%

	2021	2022	2023	Var.
Rémunération				
Rémunération totale brute déclarée	23 M€	29 M€	35 M€	20,7%
Dialogue social				
Nombre d'accords collectifs signés	6	4	4	-
% de salariés couverts par un accord collectif ou une convention collective sur les conditions de travail	France, Australie, Finlande, Italie : 76,6%	France, Australie, Finlande, Italie : 78,7%	France, Australie, Finlande, Italie : 78,1%	-0,6 pts
% de salariés couverts par un comité en matière de santé et sécurité au travail	France : 51,2%	France : 48,8%	France, Italie : 49,7%	0,9 pts
Compétences et carrières				
Nombre total d'heures de formation	6 853	5 591	5 936	6,2%
Nombre d'heures de formation par salarié	24,4	16,5	14,8	-10,6%
Part des salariés ayant suivi une formation (en %)	100%	100%	100%	-

Répartition des effectifs par genre	2021		2022		2023	
	Femmes / Hommes		Femmes / Hommes		Femmes	Hommes
Effectif total	86	213	111	250	148	291
Europe - Afrique	61	136	78	168	109	186
<i>Dont France</i>	51	102	59	117	77	125
Australie	18	46	21	55	26	72
Amériques	7	31	12	27	13	33

5.8.2 INDICATEURS SANTÉ ET SÉCURITÉ

	2021	2022	2023	Var.
Accidents du travail avec arrêt sur les sites de Neoen (salariés Neoen et contractants)	19	9	17	88,9%
Accidents du travail avec arrêt sur les sites de Neoen (salariés Neoen)	0	0	1	100%
Accidents du travail avec arrêt sur les sites de Neoen (contractants)	19	9	16	77,8%
Sites en construction ayant fait l'objet d'un audit HSE	48%	79%	73%	-6 pts
Contractant O&M ayant fait l'objet d'un audit HSE	-	62%	80%	18 pts
Presqu'accidents reportés	173 (S2 2021)	154	140	-9,1%
Taux de fréquence 1 (salariés Neoen et contractants)	5.2	2.3	4.7	104,3%
Taux de fréquence 1 (salariés Neoen)	0	0	1.4	100%
Taux de fréquence 1 (contractants)	6.1	2.8	5.5	96,4%
Taux de gravité des accidents des employés Neoen	-	-	0.008	
Taux de gravité des accidents des contractants	-	-	0.04	
Taux de maladies professionnelles des salariés	0	0	0	-
Taux d'accidents mortels des salariés Neoen	0	0	0	-
Taux d'accidents mortels des contractants	0	0	0	-
Nombre d'événements à haut potentiel	NA	23	23	-
Part des salariés Neoen ayant été formés sur la thématique HSE	7,83%	61,3%	38,8%	-22,5 pts

5.8.3 INDICATEURS SOCIÉTAUX

	2021	2022	2023	Var.
Éthique et intégrité				
% des collaborateurs ayant signé la charte éthique	100%	100%	100%	-
% des collaborateurs ayant participé à la formation anti-corruption et <i>compliance</i>	96%	95,8%	95,2%	-0,6 pts
% des collaborateurs « exposés » ayant eu une formation anti-corruption additionnelle	52,5%	62,2%	88%	25,8 pts
Achats responsables				
Fournisseurs Tier 1	100%	100%	100%	-
Fournisseurs majeurs certifiés ISO 9001	100%	96%	93%	- 3 pts
Fournisseurs majeurs certifiés ISO 14001	96%	96%	93%	- 3 pts
Fournisseurs majeurs certifiés ISO 45001	n.d	n.d	93%	-
Concertation et information				
Centrales entrées en opération en année N ayant fait l'objet d'une concertation ou d'informations	100%	100%	95%	- 5 pts

5.8.4 INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX

	2021	2022	2023	Var.
Recyclage				
Total des nouveaux MW couverts par une clause de recyclage	250	975	595	-39%
MW de panneaux « <i>low carbon</i> » achetés	n.d	208	275	32,2%
Empreinte carbone et émissions évitées				
Tonnes de CO2 équivalent évitées grâce à la production des centrales d'électricité	2 231 000	2 587 092	3 265 084	26,2%
Tonnes de CO2 émises sur les scopes 1, 2 et 3	n.d	292 000	609 813	108,8%
Dont Scope 1	n.d	1 753	2 157	23%
Dont Scope 2	n.d	9 161	20 607	124,9%
Dont Scope 3	n.d	281 086	587 049	108,8%
Tonnes de CO2 compensées (déplacements professionnels)	707	1 509	1 797	19,1%
Environnement				
Centrales entrées en opération en année N ayant fait réaliser une étude d'impact environnemental	100%	91,0%	95,1%	4,1 pts
Sites situés dans des zones sensibles sur le plan de la biodiversité	n.d	n.d	4	

5.8.5 INDICATEURS TAXONOMIE VERTE

Part du Chiffre d'affaires issu de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la Taxonomie

Année Fiscale N	2023	Critères de contribution substantielle										Critères d'absence de préjudice important ('Does Not Significantly Harm')					Part du chiffre d'affaires alignée (A.1.) ou éligible (A.2.) sur la taxonomie, année N-1 (18)	Catégorie (activité habitante) (19)	Catégorie (activité transitoire) (20)
Activités économiques (1)	Code (2)	Chiffre d'affaires absolu (3)	Part du chiffre d'affaires (4)	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marines (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)			
		ME	%	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	%	H	T
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE																			
A.1. Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)																			
Énergie solaire	CCM 4.1	212,8	40,6%	OUI	NON	NON	NON	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI			
Énergie éolienne	CCM 4.3	251,2	47,9%	OUI	NON	NON	NON	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI			
Stockage d'énergie	CCM 4.10	57,1	10,9%	OUI	NON	NON	NON	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI		H	
Chiffre d'affaires des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		521,2	99,4%	99,4%						OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI			
Dont habitantes		57,1	11,0%	11,0%						OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI		H	
Dont transitoires		-	-	-						OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI			T
A.2. Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) ^(a)																			
		EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL										
Énergie solaire	CCM 4.1	0,9	0,2%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL										
Chiffre d'affaires des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non-alignées sur la taxonomie) (A.2)		0,9	0,2%	0,2%															
A. Chiffre d'affaires des activités éligibles à la taxonomie (A1+A2)		522,0	99,6%	99,6%															
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE																			
Chiffre d'affaires des activités non éligibles à la taxonomie		2,3	0,4%																
Total (A + B)		524,4	100 %																

Proportion du chiffre d'affaires/Total chiffre d'affaires

	Alignement sur la taxonomie par objectif	Éligibilité à la taxonomie par objectif
Atténuation du changement climatique	99,4 %	99,6 %
Adaptation au changement climatique	0 %	0 %
Ressources aquatiques et marines	0 %	0 %
Économie circulaire	0 %	0 %
Pollution	0 %	0 %
Biodiversité et écosystèmes	0 %	0 %

Part des dépenses CapEx issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la Taxonomie

Année Fiscale N	2023		Critères de contribution substantielle						Critères d'absence de préjudice important ('Does Not Significantly Harm')								Part de CapEx alignée (A.1.) ou éligible (A.2.) sur la taxonomie, année N-1 (18)	Catégorie (activité habitante) (19)	Catégorie (activité transitoire) (20)
Activités économiques (1)	Code (2)	CapEx absolues (3)	Part des CapEx (4)	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marines (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)			
	ME	%		OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/ NON	OUI/ NON	OUI/ NON	OUI/ NON	OUI/ NON	OUI/ NON	OUI/ NON	%	H	T
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE																			
A.1. Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)																			
Énergie solaire	CCM 4.1	446,9	35,0%	OUI	NON	NON	NON	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI			
Énergie éolienne	CCM 4.3	475,9	37,2%	OUI	NON	NON	NON	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI			
Stockage d'énergie	CCM 4.10	282,8	22,1%	OUI	NON	NON	NON	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI		H	
CapEx des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		1 205,6	94,3%	94,3%						OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI			
Dont habitantes		282,7	22,1%	22,1%						OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI		H	
Dont transitoires		-	-	-						OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI			T
A.2. Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)																			
				EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL										
Énergie solaire	CCM 4.1	50,9	4%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL										
Énergie éolienne	CCM 4.3	10,8	0,8%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL										
Stockage d'énergie	CCM 4.10	7,4	0,6%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL										
Acquisition et propriété de bâtiments	CCM 7.7	0,9	0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL										
CapEx des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non-alignées sur la taxonomie) (A.2)		70,0	5,5%	5,5%															
A. CapEx des activités éligibles à la taxonomie (A1+A2)		1 275,6	99,8%	99,8%															
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE																			
CapEx des activités non éligibles à la taxonomie		2,5	0,2%																
Total (A + B)		1278,2	100%																

Proportion du CapEx/Total CapEx

	Alignement sur la taxonomie par objectif	Éligibilité à la taxonomie par objectif
Atténuation du changement climatique	94,3 %	99,8 %
Adaptation au changement climatique	0 %	0 %
Ressources aquatiques et marines	0 %	0 %
Économie circulaire	0 %	0 %
Pollution	0 %	0 %
Biodiversité et écosystèmes	0 %	0 %

Part des dépenses OpEx issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la Taxonomie

Année Fiscale N	2023			Critères de contribution substantielle						Critères d'absence de préjudice important ("Does Not Significantly Harm")											
Activités économiques (1)	Code (2)	OpEx absolus (3)	Part des OpEx (4)	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marines (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part de OpEx alignée (A.1.) ou éligible (A.2.) sur la taxonomie, année N-1 (18)	Catégorie (activité habilitante) (19)	Catégorie (activité transitoire) (20)	Catégorie (activité transitoire) (20)	
	ME	%		OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON/ N/EL	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/ NON	OUI/ NON	OUI/ NON	OUI/ NON	%	%	H	T	
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES A LA TAXONOMIE																					
A.1. Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)																					
Énergie solaire	CCM 4.1	24,0	36,8%	OUI	NON	NON	NON	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI					
Énergie éolienne	CCM 4.3	35,8	54,8%	OUI	NON	NON	NON	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI					
Stockage d'énergie	CCM 4.10	3,7	5,7%	OUI	NON	NON	NON	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI			H		
OpEx des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		63,6	97,3%	97,3%						OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI					
Dont habilitantes		3,7	5,9%	6%						OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI			H		
Dont transitoires		-	-	-						OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI				T	
A.2. Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)																					
				EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL	EL; N/EL												
Énergie solaire	CCM 4.1	0,1	0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL												
Stockage d'énergie	CCM 4.10	0,0	0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL												
Acquisition et propriété de bâtiments	CCM 7.7	1,2	2%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL												
Transport par motos, voitures particulières et véhicules utilitaires légers	CCM 6.5	0,1	0,2%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL												
OpEx des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non-alignées sur la taxonomie) (A.2)		1,4	2,2%	2,2%																	
A. OpEx des activités éligibles à la taxonomie (A1+A2)		65,0	99,5%	99,5%																	
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE																					
OpEx des activités non éligibles à la taxonomie		0,3	0%																		
Total (A + B)		65,3	100%																		

Proportion de l'OpEx/Total OpEx		
Alignement sur la taxonomie par objectif		Éligibilité à la taxonomie par objectif
Atténuation du changement climatique	97,3%	99,5%
Adaptation au changement climatique	0%	0%
Ressources aquatiques et marines	0%	0%
Économie circulaire	0%	0%
Pollution	0%	0%
Biodiversité et écosystèmes	0%	0%

5.9 NOTE MÉTHODOLOGIQUE

Neoen s'est engagé volontairement depuis 2019 dans la publication d'une DPEF dans son document d'enregistrement universel, en référence à la transposition en France de la directive européenne 2014/95/UE du 22 octobre 2014 relative à la publication d'informations sociales et environnementales (ord. 2017-1180 du 19 juillet 2017, JO du 21 ; décret 2017-1265 du 9 août 2017, JO du 11), modifiée par l'ordonnance n° 2017-1180 du 19 juillet 2017 et le décret n° 2017-1265 du 9 août 2017.

La table de concordance avec les informations sociales, environnementales et sociétales devant figurer dans la DPEF ainsi que la liste prévue par l'article R. 225-105 II du Code de commerce, est publiée au Chapitre 8 du présent document.

La présente note méthodologique tend à préciser les méthodes de collecte des indicateurs sociaux, environnementaux et sociétaux.

Dans ce présent chapitre, toutes les références aux salariés et collaborateurs incluent également les salariées et collaboratrices.

Périmètre de consolidation de la DPEF

Les informations qui suivent se rapportent aux filiales de Neoen (au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce) et aux sociétés qu'il contrôle (au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce), c'est-à-dire aux sociétés incluses dans le périmètre de consolidation par intégration globale de la Société. Les données et indicateurs 2023 ont été consolidés par les équipes locales, les différentes directions Groupe et la directrice RSE sur la base d'une information au 31 décembre 2023.

Organisation de la RSE et du reporting

Les différentes directions du Groupe ont la charge de définir et de déployer une démarche en réponse aux enjeux et problématiques qui leur sont propres sous la supervision du Comité exécutif. Les dispositifs déployés intègrent les attentes des parties prenantes internes et externes : collaborateurs, clients, fournisseurs, prêteurs, actionnaires et instances de régulation et de gouvernance nationales et internationales.

En 2020, Neoen a confié le suivi de la démarche et des enjeux sociaux, environnementaux et sociétaux à la responsable CSR devenue directrice CSR en 2021 qui rapporte directement au président - directeur général. De même, un certain nombre de ces sujets sont portés par la responsable HSES, recrutée en 2021. Par ailleurs, un comité CSR réunissant les membres du Comex ainsi que la responsable CSR a été créé : il se tient semestriellement depuis octobre 2020.

Enfin, depuis 2022, le Comité Gouvernance et RSE du Conseil d'administration de Neoen, qui se réunit *a minima* une fois par an, pilote la stratégie RSE du Groupe.

Informations sociales et santé-sécurité

Les effectifs

Les effectifs prennent en compte le nombre de salariés en contrat à durée indéterminée (CDI) et ceux en contrat à durée déterminée (CDD). Les salariés ayant un contrat d'alternance sont comptabilisés également dans les contrats à durée déterminée. Sont exclus des effectifs les salariés ayant un contrat en Volontariat International en Entreprise (VIE) et en stage.

Croissance nette des effectifs

Il s'agit de la croissance organique des employés de Neoen. Le taux de croissance ne prend pas en compte les éventuels nouveaux salariés à la suite des opérations de cession, fusions et acquisitions.

Nombre d'heures de formation par salarié

Cumul de l'ensemble des heures de formations réalisées sur l'année. Sont comptabilisées les formations internes et externes (y compris les formations *e-learning*) pour tous les effectifs en CDI et CDD.

Nombre d'embauches dans l'effectif global

Nombre d'embauches (CDI et CDD) dans le Groupe au cours de l'année N (hors mobilité géographique).

Part des salariés formés sur l'année (ICP⁹)

Le pourcentage de salariés formés correspond au nombre de salariés ayant reçu au moins une formation y compris *e-learning* sur l'effectif moyen.

Taux d'attrition (ICP)

Nombre de départs de salariés en CDI dans le Groupe au cours de l'année, rapporté à l'effectif permanent inscrit au 31 décembre de l'année précédente (x100). Les mobilités entre les pays ne sont pas comptabilisées.

Part des collaborateurs formés à la formation anti-corruption et *compliance* (ICP)

Effectifs en CDI ou CDD ayant suivi la formation anti-corruption au cours des années N, N-1, N-2, N-3 rapportés à l'effectif présent au 31 décembre de l'année N.

Ne sont pas pris en compte les collaborateurs qui sont partis, ni dans le nombre de salariés formés ni dans l'effectif au 31 décembre de l'année N.

Part des collaborateurs exposés ayant eu une formation anti-corruption additionnelle (ICP)

Nombre de salariés en CDI ou CDD parmi la population à risque (impliqués dans le développement et la construction de projets ou d'actifs dans tous pays sauf en Europe et en Australie ainsi que les employés chargés des finances, des achats, du droit et de l'assurance présents dans tous pays) ayant suivi la formation anti-corruption au cours des années N et N-1 rapportés au nombre de collaborateurs considérés à risque présents au 30 septembre de l'année N.

⁹ Indicateur Clé de Performance (ICP)

Ne sont pas pris en compte les collaborateurs qui sont partis ni dans le nombre de salariés formés ni dans l'effectif au 30 septembre de l'année N.

La population exposée correspond aux collaborateurs impliqués dans le développement et la construction de projets ou d'actifs dans tous les pays (sauf Europe et Australie) ainsi que les employés chargés des finances, des achats, du droit et de l'assurance présents dans tous les pays.

Le dialogue social

En matière de relations sociales, la Société et les filiales du Groupe sont soumises à des exigences légales et réglementaires différentes en matière de représentation du personnel en fonction des États dans lesquels elles sont situées. Neoen se conforme aux obligations locales en matière de représentation du personnel et de représentation syndicale. À titre d'exemple, en France, la représentation du personnel est assurée par le Comité Social et Économique (CSE). Les membres du CSE se réunissent avec l'employeur tous les deux mois.

Taux de Fréquence 1 (ICP)

Il s'agit du nombre d'accidents avec arrêt (est comptabilisé chaque événement ayant entraîné plus d'un jour d'arrêt) rapporté aux millions d'heures travaillées par les collaborateurs de Neoen mais également par ses contractants lors de leur intervention sur les sites de Neoen. Les accidents de trajet ou non liés au travail ne sont pas considérés dans cet indicateur.

Taux de gravité

Il s'agit du nombre de jours d'arrêt à la suite d'un accident avec arrêt (est comptabilisé chaque événement ayant entraîné plus d'un jour d'arrêt) rapporté aux milliers d'heures travaillées par les collaborateurs de Neoen mais également par ses contractants lors de leur intervention sur les sites de Neoen. Les accidents de trajet ou non liés au travail ne sont pas considérés dans cet indicateur.

Nombre d'accidents avec arrêt

Il s'agit des accidents ayant entraîné plus d'un jour d'arrêt. Le périmètre couvert comprend les activités réalisées par Neoen ou par ses contractants. L'indicateur publié couvre l'année 2023. Les accidents de trajet ou non liés au travail ne sont pas considérés dans cet indicateur.

Évènement à Haut Potentiel

Tout incident ou presque accident qui aurait pu, dans d'autres circonstances, entraîner un ou plusieurs décès. Le périmètre couvert comprend les activités réalisées par Neoen ou par ses contractants. L'indicateur publié couvre l'année 2023.

Nombre de presque accidents

Il s'agit du nombre d'événements qui n'ont pas entraîné de blessure ou de dommage physique ou environnemental, mais qui avait le potentiel de le faire dans d'autres circonstances. Le périmètre couvert comprend les activités réalisées par Neoen ou par ses contractants. L'indicateur publié couvre l'année 2023.

Pourcentage de sites en construction ayant fait l'objet d'un audit HSE (ICP)

Part de sites en construction ayant fait l'objet d'un audit HSE, incluant les audits réalisés par nos *Owner Engineers*, la responsable HSES *Corporate* et par des tierces parties.

Informations environnementales

Les émissions de CO2 évitées (ICP)

Les émissions de CO2 évitées sont égales à la différence entre les émissions générées par la production d'électricité renouvelable des centrales existantes et en opération et les émissions d'un scénario de référence qui aurait eu lieu en l'absence de cette production. Neoen calcule ses émissions selon la Méthodologie BEI (production en kWh x taux de CO2 évité par kWh) et a fait faire en 2021 une revue critique de cette méthodologie par Carbone 4.

Empreinte carbone du Groupe Neoen (Scopes 1, 2 et 3)

Depuis 2021, Neoen est accompagné par des cabinets spécialisés pour calculer son empreinte carbone (scopes 1, 2 et 3). La méthode de calcul reprend les principes issus de la Norme ISO 14069 et intègre deux méthodologies : le *GreenHouse Gas protocol* et la méthode du Bilan Carbone. Les facteurs d'émission peuvent être issus de la Base Carbone de l'ADEME, calculés à partir des informations mises à disposition par Neoen ou issus des bases de données des cabinets.

Tonnes de CO2e compensées

Neoen compense les tonnes de CO2 émises lors de ses déplacements professionnels de l'année N par l'achat de crédits carbonés. 1 crédit carbone = 1 tonne de CO2e compensée.

Zones «sensibles sur le plan de la biodiversité»

Sont considérées comme zones sensibles sur le plan de la biodiversité les zones du réseau Natura 2000 de zones protégées et les domaines clés de la biodiversité, ainsi que d'autres zones protégées, au sens de l'annexe II, appendice D, du règlement délégué (UE) 2021/2139 de la Commission. Ne sont pas inclus les sites du patrimoine mondial de l'Unesco.

Pourcentage de projets entrés en opération, qui ont fait réaliser une étude d'impact environnemental

Pourcentage des projets entrés en opération, comptabilisés officiellement dans le portefeuille de projets remonté par la direction de Neoen, sur l'année écoulée, ayant fait réaliser une étude d'impact environnemental avant la mise en construction.

Somme des MW couverts par une clause de recyclage dans le cadre de nouveaux contrats ou de contrats renégociés (ICP)

Capacité totale des projets (MW) des contrats fournisseurs, nouveaux ou nouvellement renégociés, dans lesquels une clause de recyclage a été intégrée. Le périmètre comprend les technologies solaires et de stockage dans toutes les zones géographiques de Neoen.

Informations sociétales

Part de contractants Tier 1 (ICP)

Neoen ne travaille qu'avec des fournisseurs Tier 1 pour les principaux équipements de ses centrales (modules, onduleurs, génératrices éoliennes et cellules de batteries). Cette classification est établie par des tiers de référence, tels BNEF (Bloomberg) ou Wood MacKenzie pour ne citer que les plus connus pour les panneaux solaires, les batteries, les onduleurs ou les fournisseurs d'éoliennes.

Pourcentage des fournisseurs et contractants certifiés ISO 9001 / ISO 14001 / ISO 45001

Nombre de fournisseurs et contractants principaux (EPC solaires, stockage et éoliens) de Neoen, qui participent à la construction d'une centrale solaire, éolienne ou batterie, pour l'année en cours certifiés ISO 9001, ISO 14001 ou 45001, divisé par le nombre de fournisseurs et contractants principaux pour l'année en cours.

Pourcentage de contractants O&M ayant fait l'objet d'un audit HSE

Nombre de contractants O&M ayant fait l'objet d'un audit HSE, incluant les audits par des *Owner Engineers*, la responsable HSES *Corporate* de Neoen et par des tierces parties, divisé par le nombre de contractants O&M.

Transparence fiscale

Neoen a retenu des règles fiscales applicables à l'ensemble des pays et tient compte des règles d'éthique du Groupe. En tant que Groupe international, Neoen s'acquitte des impôts, taxes, et droits, dans ses pays d'implantation. Neoen applique avec rigueur les règles fiscales et veille à être en conformité avec la réglementation locale, les traités internationaux et les directives des organisations internationales. Neoen ne dispose d'implantations à l'étranger que dans l'objectif de développer ses activités ou de répondre à des besoins opérationnels.

Pourcentage de projets en opération ayant fait l'objet d'une concertation (ICP)

Nombre d'actions de concertation publiques (réunions publiques, journées portes ouvertes) pour les projets entrés en opération (comptabilisés officiellement dans le portefeuille de projets remonté par la direction Neoen) sur l'année écoulée.

Exclusions

Compte tenu de l'activité du Groupe, Neoen n'a pas détaillé les thématiques suivantes, car considérées comme non matérielles dans le cadre de son activité :

- la lutte contre le gaspillage alimentaire ;
- la lutte contre la précarité alimentaire ;
- le respect du bien-être animal ;
- une alimentation responsable, équitable et durable ;
- les actions pour le sport et l'activité physique ;
- les actions visant à promouvoir le lien Nation-armée et à soutenir l'engagement dans les réserves ;
- les informations relatives aux conséquences sur le changement climatique comprenant les postes d'émissions directes et indirectes de gaz à effet de serre liées aux activités de transport amont et aval de l'activité et le plan d'action pour les réduire.

Vérification externe

Les données quantitatives et qualitatives communiquées dans ce rapport ont fait l'objet d'une vérification externe par RSM, nommé organisme tiers indépendant et commissaire aux comptes de la Société. Pour les informations considérées comme étant les plus importantes, des tests de détails ont été réalisés.

Plan de vigilance

À la date du présent document, au regard du nombre de salariés employés, le Groupe n'est pas tenu d'élaborer un plan de vigilance tel que prévu à l'article L. 225-102-4 du Code de commerce.

5.10 RAPPORT DE L'ORGANISME TIERS INDÉPENDANT

NEOEN

Rapport de l'un des commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière figurant dans le rapport de gestion du groupe

(Exercice clos le 31 décembre 2023)

À l'Assemblée générale de la société Neoen,

En notre qualité de commissaire aux comptes de votre société (ci-après « entité ») désigné organisme tiers indépendant (« tierce partie »), nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur les informations de nature historique ou extrapolée de la déclaration de performance extra-financière consolidée, préparées selon les procédures de l'entité (ci-après le « Référentiel »), pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (ci-après respectivement

les « Informations » et la « Déclaration »), présentée dans le rapport de gestion du Groupe en application des dispositions des articles L. 225-102-1, R. 225-105 et R. 225-105-1 du code de commerce.

Préparation de la déclaration de performance extra-financière

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont présentés dans la Déclaration.

Limites inhérentes à la préparation de l'information liée à la Déclaration

Les Informations peuvent être sujettes à une incertitude inhérente en l'état des connaissances scientifiques et à la qualité des données publiques externes utilisées (ex : les facteurs d'émission de gaz à effet de serre, les trajectoires climatiques sectorielles, ...). Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenues pour leur établissement et présentées dans la Déclaration (ex : le périmètre de reporting, les extrapolations effectuées sur les consommations d'énergie, les gaz à effet de serre scope 3 reportés...).

Responsabilité de l'entité

Il appartient au Comité exécutif :

- de sélectionner ou d'établir des critères appropriés pour la préparation des Informations ;
- d'établir une Déclaration conforme aux dispositions légales et réglementaires, incluant une présentation du modèle d'affaires, une description des principaux risques extra financiers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance ;
- ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'il estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

La Déclaration a été établie en appliquant le Référentiel de l'entité tel que mentionné ci-avant.

Responsabilité du commissaire aux comptes désigné organisme tiers indépendant

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, de formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur :

- la conformité de la Déclaration aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du code de commerce ;
- la sincérité des informations fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques, ci-après les « Informations ».

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Il ne nous appartient pas de nous prononcer sur :

- le respect par l'entité des autres dispositions légales et réglementaires applicables (notamment en matière de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale) ;
- la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Dispositions réglementaires et doctrine professionnelle applicable

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément aux dispositions des articles A. 225-1 et suivants du code de commerce, à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention et conformément au Programme de vérification DPEF (P01.a), tenant lieu de programme de vérification.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du code de commerce et le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention.

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

Nous estimons que les procédures que nous avons menées en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée.

Nos travaux sont réalisés en respectant un programme de vérification et les exigences spécifiées associées relatives à la vérification.

- nous avons pris connaissance de l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation et de l'exposé des principaux risques ;
- nous avons apprécié le caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa fiabilité, sa neutralité et son caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- nous avons vérifié que la Déclaration couvre chaque catégorie d'information prévue au III de l'article L. 225-102-1 en matière sociale et environnementale, ainsi que de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225-105 lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques et comprend une explication des raisons justifiant l'absence des informations requises par le 2^{ème} alinéa du III de l'article L. 225-102-1 ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente le modèle d'affaires et une description des principaux risques liés à l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par ses relations d'affaires, ses produits ou ses services ainsi que les politiques, les actions et les résultats, incluant des indicateurs clés de performance afférents aux principaux risques ;

- nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour :
 - apprécier le processus de sélection et de validation des principaux risques ainsi que la cohérence des résultats incluant les indicateurs clés de performance retenus, au regard des principaux risques et politiques présentés, et
 - corroborer les informations qualitatives (actions et résultats) que nous avons considérées les plus importantes présentées en Annexe 1. Pour certains risques nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante, pour les autres risques, des travaux ont été menés au niveau de l'entité consolidante et dans une sélection d'entités ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration couvre le périmètre consolidé, à savoir l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L. 233-16, avec les limites précisées dans la Déclaration ;
- nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'entité et avons apprécié le processus de collecte visant à l'exhaustivité et à la sincérité des Informations ;
- pour les indicateurs clés de performance et les autres résultats quantitatifs que nous avons considérés les plus importants présentés en Annexe 1, nous avons mis en œuvre :
 - des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions ;
 - des tests de détail sur la base de sondages, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher les données des pièces justificatives. Ces travaux ont été menés auprès d'une sélection d'entités contributrices, à savoir les filiales françaises et internationales, et couvrent entre 46 % et 100 % des données consolidées sélectionnées pour ces tests ;

- nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation.

Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance modérée sont moins étendues que celles requises pour une mission d'assurance raisonnable effectuée selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences de 2 personnes et se sont déroulés entre octobre 2023 et février 2024 sur une durée totale d'intervention de 2 semaines.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos spécialistes en matière de développement durable et de responsabilité sociétale. Nous avons mené 10 entretiens avec les personnes responsables de la préparation de la Déclaration.

Conclusion

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre, telles que décrites dans la partie « Nature et étendue des travaux », et des éléments que nous avons collectés, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que la déclaration de performance extra-financière est conforme aux dispositions réglementaires applicables et que les Informations, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Paris, le 29/02/2024

Le Commissaire aux comptes désigné Organisme tiers indépendant

RSM Paris
Martine Leconte

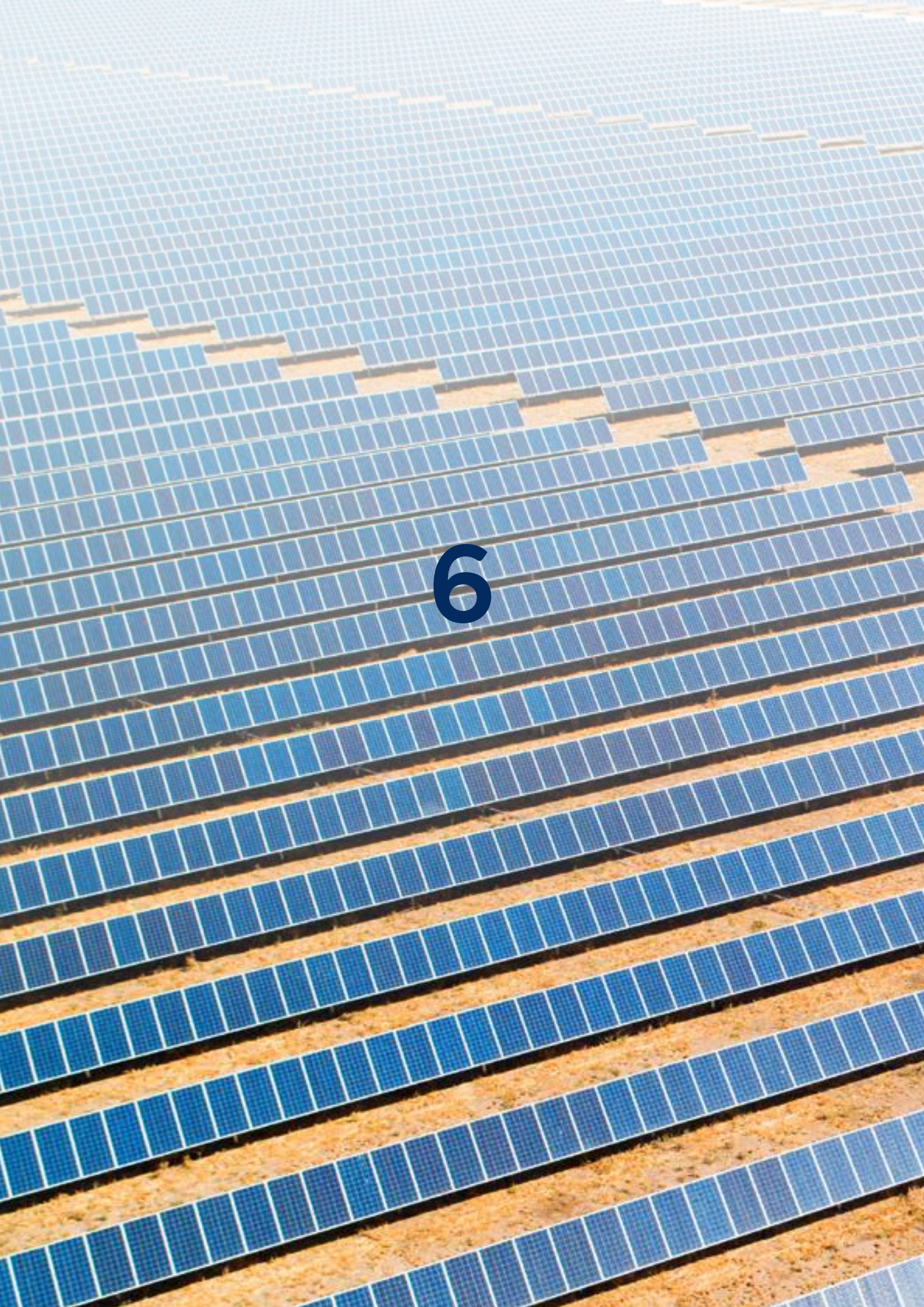
Directrice département RSE
Associée

Annexe 1 : Liste des informations que nous avons considérées comme les plus importantes

Informations qualitatives et quantitatives (dont indicateurs clés de performance) :

Risques et Enjeux	Indicateurs Quantitatifs	Données qualitatives testées
Travailler selon des principes éthiques <i>Risque de corruption dans le cadre de l'expansion du Groupe sur de marchés émergents</i> <i>Risque auprès de fournisseurs et contractant dont les pratiques ne respectent pas les droits humains (travail des enfants, travail forcé, santé et sécurité, etc), ce qui peut entraîner une violation des droits humains et nuire à la réputation de l'entreprise</i>	ICP : - Part des collaborateurs formés à la formation anti-corruption et <i>compliance</i> - Part des collaborateurs « exposés » ayant eu une formation anti-corruption additionnelle - Pourcentage de fournisseurs d'équipements principaux Tier-1 - Pourcentage des fournisseurs et contractants certifiés ISO 45 001	- Systématisation du dispositif des tierces parties visant l'application d'actions proportionnées aux risques de corruption - Les visites de site intègrent une revue de points relatifs à la santé, la sécurité, l'environnement et la qualité
Attirer et fidéliser les collaborateurs <i>Risques liés à la capacité de rétention des cadres et employés clés</i>	Indicateurs : - Effectifs au 31/12/N - Répartition des effectifs par genre et par zone géographique ICP : - Taux attrition - Part de collaborateurs ayant reçue au moins une formation dans l'année	- Neoen réalise un pré-audit sur les pratiques locales en matière de rémunération et avantages - Neoen permet à ses collaborateurs de se confronter à des postes et à des expériences nouvelles au sein de ses différentes filiales - Le collaborateur est également invité à s'exprimer librement sur ses conditions de travail et sur des éventuelles améliorations à apporter à son organisation de travail.
Réduire nos émissions <i>Risque/Opportunité : contribution à la transition énergétique</i>	ICP : - Tonnes de CO2 équivalent évitées grâce à la production	- Plusieurs initiatives lancées afin de réduire les émissions dont la mise en place de dialogues avec les fournisseurs clés
Donner la priorité à la sécurité <i>Risques liés à la santé et sécurité des employés et de sous-traitants</i>	Indicateurs : - % de Contractant O&M ayant fait l'objet d'un audit HSE ICP : - Taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt % de sites en construction ayant fait l'objet d'un audit HSE	- Neoen s'assure trimestriellement du contrôle de la performance du Groupe en matière de politique HSE
Protéger la biodiversité <i>Risque/Opportunité : Protection des ressources naturelles</i>	Indicateurs : - Nombre des parcs de Neoen situés dans des zones sensibles sur le plan de la biodiversité ICP : - % de projets entrés en opération, qui ont fait réaliser une étude d'impact environnemental	- Neoen développe en partenariat avec des agriculteurs des projets agriscolaires.
Intégrer/Favoriser le recyclage <i>Risque/Opportunité : Déchets et économie circulaire</i>	ICP : - Dans le cadre de nouveaux contrats ou de contrats renégociés, somme des MW couverts par une clause de recyclage	- Neoen a ajouté une clause de réemploi dans tous les contrats de maintenance éoliens autorisant l'usage de pièces de réemploi (garantie et certification équivalente)
Consulter et interagir <i>Risques liés à l'opposition, à l'implantation d'une installation par les populations locales</i>	ICP : - % d'actifs en opération ayant fait l'objet d'une concertation	- Des échanges ont lieu avec les élus locaux pour assurer la compatibilité du projet avec les orientations des territoires.





6

RAPPORT SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

6.1	ÉTAT DE LA GOUVERNANCE	252	6.3.6	Montant des sommes provisionnées ou constatées par la Société ou ses filiales aux fins de versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	307
6.1.1	Composition du Conseil d'administration	252			
6.1.2	Censeur du Conseil d'administration	259			
6.1.3	Proposition à l'assemblée générale annuelle de renouvellement des mandats d'administrateurs	260	6.4	AUTRES INFORMATIONS	308
6.2	ORGANISATION DU GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE	262	6.4.1	Tableau des délégations et autorisations en cours de validité accordées par l'assemblée générale dans le domaine des augmentations de capital (comprenant les utilisations faites en 2023 sur la base de délégations votées en 2022)	308
6.2.1	Principes gouvernant la composition et le fonctionnement du Conseil d'administration	262	6.4.2	Conventions conclues par des dirigeants ou actionnaires avec des sociétés contrôlées par la Société	311
6.2.2	Principes régissant le fonctionnement de la gouvernance	268	6.4.3	Procédure d'évaluation des conventions courantes	311
6.3	RÉMUNÉRATIONS DE L'ENSEMBLE DES MANDATAIRES SOCIAUX	278	6.4.4	Principales opérations avec les apparentés	311
6.3.1	Politique de rémunérations	278	6.4.5	Éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	312
6.3.2	Rémunérations des dirigeants mandataires sociaux	281	6.5	RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES	313
6.3.3	Rémunérations des mandataires sociaux non exécutifs	300			
6.3.4	Rapport sur les options et actions gratuites	302			
6.3.5	Autres informations sur les dirigeants mandataires sociaux	307			

Le présent chapitre constitue le rapport sur le gouvernement d'entreprise visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Dans ce présent chapitre, « Société », « Neoen S.A. » ou « Neoen » fait référence à la société anonyme Neoen.

Il rend compte notamment (i) de la composition, des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration et de ses Comités et de la représentation équilibrée des hommes et des femmes, (ii) du Code de gouvernement d'entreprise auquel la Société se réfère ainsi que (iii) des rémunérations de l'ensemble des mandataires sociaux.

Ce rapport a été élaboré par un groupe de travail comprenant notamment la direction juridique, la direction des ressources humaines et la direction financière.

Le présent rapport a été examiné par le Comité Gouvernance et RSE lors de sa séance du 16 février 2024, et approuvé par le Conseil d'administration du 28 février 2024. Il sera présenté aux actionnaires lors de la prochaine assemblée générale du 14 mai 2024.

6.1 ÉTAT DE LA GOUVERNANCE

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

La Société se réfère au Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées de l'Association Française des Entreprises Privées (AFEP) et du Mouvement des Entreprises de France (MEDEF) (le « Code AFEP/MEDEF »). Dans le présent chapitre, la numérotation des recommandations du Code AFEP/MEDEF est celle issue de sa version révisée du 20 décembre 2022.

6.1.1 COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Au 28 février 2024, date d'établissement du rapport sur le gouvernement d'entreprise par le Conseil d'administration, ce dernier est composé de sept membres et d'un censeur. La composition du Conseil d'administration est décrite dans les tableaux ci-après.

Il n'y a eu aucune modification dans la composition du Conseil au cours de l'exercice 2023, ni entre la clôture de cet exercice et le 28 février 2024.

Le mandat d'administrateur de Madame Stéphanie Levan a été renouvelé par l'assemblée générale du 10 mai 2023 pour une durée de quatre ans.



LE CONSEIL D'ADMINISTRATION EST COMPOSÉ DE SEPT MEMBRES ET D'UN CENSEUR :



**XAVIER
BARBARO**

Président - directeur
général



**HELEN LEE
BOUYGUES**

Administrateur
Référént



FSP⁽¹⁾

Représenté par
Christophe Gégout
Administrateur



SIXTO

Représentée par
Bertrand Dumazy
Administrateur



**BPIFRANCE
INVESTISSEMENT**

Représentée par
Vanessa Giraud
Administrateur



**STÉPHANIE
LEVAN**

Administrateur



**SIMON
VEYRAT**

Administrateur



**JACQUES
VEYRAT**

Censeur



- Administrateur indépendant
- Comité d'audit
- Comité Gouvernance et RSE
- P** Président de Comité

Taux
d'administrateurs
indépendants⁽²⁾
42 %

Parité au sein
du Conseil
d'administration⁽²⁾
 42 %
 58 %

Âge moyen des
administrateurs⁽²⁾
48 ans

(1) Fonds Stratégique de Participations

(2) Ces ratios n'intègrent pas le censeur du Conseil d'administration

PRÉSIDENT - DIRECTEUR GÉNÉRAL

XAVIER BARBARO

Président - directeur général

Adresse professionnelle :

22 rue Bayard - 75008 Paris

Âge : 48 ans

Nationalité : Française

Date d'expiration

du mandat : Assemblée générale statuant en 2026 sur les comptes de l'exercice écoulé

Nombre d'actions de la Société détenues :

1 946 634⁽¹⁾

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

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT⁽²⁾

- Président - directeur général de Neoen S.A.*⁽³⁾
- Président de Cartusia S.A.S.
- Gérant de la société civile Axholme.
- Gérant de la société civile Casara.

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS⁽⁴⁾

- Néant.

(1) Nombre d'actions détenues directement ou indirectement (notamment, via Cartusia) par Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille.

(2) Monsieur Xavier Barbaro a des mandats dans des filiales européennes du Groupe.

(3) A la date du présent document, fonction principale de Monsieur Xavier Barbaro.

(4) Monsieur Xavier Barbaro a exercé des mandats dans certaines filiales du Groupe.

* Société française cotée

ADMINISTRATEURS INDÉPENDANTS

HELEN LEE BOUYGUES

Administrateur indépendant

Administrateur Référent

Adresse professionnelle :

184 avenue Victor Hugo - 75116 Paris

Âge : 51 ans

Nationalité : Américaine

Date d'expiration

du mandat : Assemblée générale statuant en 2025 sur les comptes de l'exercice écoulé

Nombre d'actions de la Société détenues :

1 632

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

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT

- Présidente de LB Associés⁽¹⁾.
- Administrateur indépendant, Administrateur Référent et membre du Comité d'audit et membre du Comité Gouvernance et RSE de Neoen S.A.*
- Membre du Conseil d'administration et du Comité des comptes et de rémunération de Burelle S.A.*
- Membre du Conseil d'administration et du Comité d'audit et Comité de rémunération de Latécoère S.A.*
- Membre du Conseil d'administration et du Comité d'audit de Fives S.A.S.
- Gouverneur et Présidente du Comité de Finance de l'Hôpital américain (Association).
- Membre du Conseil d'administration et du Comité d'audit & de gestion des risques et Présidente du Comité d'investissement de CGG S.A.*
- Membre du Conseil d'administration et du Comité d'audit et du Comité de stratégie informatique de Guaranty Trust Holding Company PLC**.

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS

- Membre du Conseil d'administration et du Comité d'audit de Novartex S.A.S.
- Présidente du Conseil d'administration de Conforama S.A.
- Membre du Conseil de surveillance d'Arvella Investments S.A.S.

(1) À la date du présent document, fonction principale de Madame Helen Lee Bouygues.

* Société française cotée

** Société nigériane cotée

FONDS STRATÉGIQUE DE PARTICIPATIONS (FSP)⁽¹⁾

Représenté par Christophe Gégout, administrateur indépendant

Adresse professionnelle :
20 rue Royale - 75008 Paris

Âge : 47 ans

Nationalité : Française

Date d'expiration du mandat : Assemblée générale statuant en 2024 sur les comptes de l'exercice écoulé

Nombre d'actions de la Société détenues⁽²⁾ :
10 534 226

Christophe Gégout a débuté sa carrière en 2001 à la direction générale du Trésor puis, à partir de 2003, à la Direction du Budget. En 2007, il devient conseiller au ministère des Finances. Il rejoint le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) en avril 2009 en qualité de directeur financier, puis directeur général adjoint en septembre 2015. Il devient également président de CEA Investissement, filiale du CEA, en 2010. Christophe Gégout est devenu en 2018 le nouveau président de l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (Ancre), puis *Senior Investment Director* chez Meridiam, il est aujourd'hui associé et directeur général de Yotta Capital Partners, une société de gestion spécialisée dans la réindustrialisation et la décarbonation de l'industrie. Christophe Gégout est diplômé de l'École polytechnique, de Sciences Po Paris et de l'ENSAE (École nationale de la statistique et de l'administration économique).

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT

Mandats et fonctions de Monsieur Christophe Gégout

- Associé – directeur général de Yotta Capital Partners S.A.S.⁽³⁾
- Représentant permanent du FSP en qualité d'administrateur et Président du Comité d'audit de Neoen S.A.*
- Membre du Conseil d'administration et président du Comité d'audit de Soitec S.A.*

Mandats et fonctions du FSP

- Administrateur et Président du Comité d'audit de Neoen S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de SEB S.A.*
- Membre du Conseil d'administration d'Arkema S.A.*
- Membre du Conseil d'administration d'Eutelsat Communications S.A.*
- Membre du Conseil de Surveillance de Tikehau Capital S.C.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Tikehau Capital Advisors S.A.
- Membre du Conseil d'administration d'Elior S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Valeo S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Believe S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Soitec S.A.*

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS

Mandats et fonctions de Monsieur Christophe Gégout

- Administrateur général adjoint du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA).
- Président du Conseil d'administration de CEA Investissement.
- Membre du Conseil de surveillance de Supernova Invest.
- Membre du Conseil d'administration de Séché environnement.
- Représentant permanent de CEA, administrateur de FT1Cl.
- Représentant permanent de CEA Investissement, censeur au sein du Conseil de surveillance de Kalray*.
- Membre du Conseil d'administration d'Allego BV.

Mandats et fonctions du FSP

- Membre du Conseil d'administration de Safran S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Zodiac Aerospace S.A.*

(1) Pour plus d'informations concernant le Fonds Stratégique de Participations (FSP), le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 7.3.1 « répartition du capital et des droits de vote » du présent document.

(2) Le Fonds Stratégique de Participations, dont Monsieur Christophe Gégout est le représentant permanent, est actionnaire de la Société (se référer à la section 7.3 « actionnariat » du présent document).

(3) À la date du présent document, fonction principale de Monsieur Christophe Gégout.

* Société française cotée

SIXTO⁽¹⁾

Représentée par Bertrand Dumazy, administrateur indépendant

Adresse professionnelle :
14/16 boulevard Garibaldi - 92130 Issy les Moulineaux

Âge : 52 ans

Nationalité : Française

Date d'expiration du mandat : Assemblée générale statuant en 2025 sur les comptes de l'exercice écoulé

Nombre d'actions de la Société détenues :
1 350

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

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT

Mandats et fonctions de Monsieur Bertrand Dumazy

- Président - directeur général d'Edenred S.E. ^{*(2)}
- Représentant permanent de Sixto au Conseil d'administration et Président du Comité Gouvernance et RSE de Neoen S.A.*
- Administrateur au Conseil d'administration, membre du Comité des nominations et de la gouvernance et du Comité d'audit et des comptes de L'Air liquide S.A.*

Mandats et fonctions de Sixto

- Administrateur et Président du Comité Gouvernance et RSE de Neoen S.A.*

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS

Mandats et fonctions de Monsieur Bertrand Dumazy

- Président de PWCE Participations S.A.S. (société du groupe Edenred).
- Président du Conseil de surveillance d'Union Tank Exkstein GmbH & Co. KG (Allemagne - société du groupe Edenred).

Mandat de Sixto

- Membre du Conseil d'administration de Terreal Holding S.A.S.

(1) Sixto est une société spécialisée dans le secteur d'activité du conseil pour les affaires, de conseil aux entreprises, notamment le conseil en stratégie, en gestion et en investissement.

(2) À la date du présent document, fonction principale de Monsieur Bertrand Dumazy.

* Société française cotée

ADMINISTRATEURS

BPIFRANCE INVESTISSEMENT⁽¹⁾

Représentée par Vanessa Giraud, administrateur

Adresse professionnelle :
6/8 boulevard Haussmann –
75009 Paris

Âge : 50 ans

Nationalité : Française

Date d'expiration du mandat : Assemblée générale statuant en 2025 sur les comptes de l'exercice écoulé

Nombre d'actions de la Société détenues⁽²⁾ :
6 674 470

Vanessa Giraud a commencé sa carrière en 1996 dans le secteur bancaire à l'international (Société Générale en Allemagne puis Inspection générale de Crédit Agricole Indosuez), avant de poursuivre dans le conseil en stratégie pour Arthur D. Little en 2001 (*practices* Telecom/Internet/Media/Electronics, Pharma, Oil&Gas). Vanessa a rejoint le pôle *private equity* de la Caisse des Dépôts en 2004, intégré à Bpifrance en 2013. Elle est actuellement la directrice du Pôle Fonds Impact Environnement et la directrice Stratégie & Développements de la direction du Capital Développement au sein de Bpifrance Investissement. Vanessa est diplômée d'HEC, titulaire d'un certificat administrateur de sociétés de l'Institut Français des Administrateurs (IFA), et Chevalier de l'Ordre du Mérite Agricole.

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT

Mandats et fonctions de Madame Vanessa Giraud

- Directrice du Pôle Fonds Impact Environnement et Directrice de la Stratégie & Développements de la Direction du Capital Développement au sein de Bpifrance Investissement⁽³⁾.
- Représentant permanent de Bpifrance Investissement au Conseil d'administration de Neoen S.A.*
- Administratrice de la Société Forestière de la Caisse des Dépôts.
- Représentant permanent de Bpifrance Investissements au Comité stratégique de Linex S.A.S.
- Membre du Comité de suivi de Malvaux Group S.A.S.
- Censeur du Comité stratégique de Mobilitex S.A.S.

Mandats et fonctions de Bpifrance Investissement⁽⁴⁾

- Administrateur de Neoen S.A.*
- Membre du Conseil d'administration d'Advicenne Pharma S.A.*
- Membre du Conseil d'administration d'Alstom S.A.*
- Membre du Conseil d'administration d'Arkema S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Beneteau S.A.*
- Membre du Conseil d'administration d'Elis S.A.*
- Membre du Conseil d'administration d'Essilor Luxottica S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Euroapi S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Fermentalg S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Forsee Power S.A.*
- Membre du Conseil de surveillance de Kalray S.A.*
- Censeur au Conseil d'administration de Maat Pharma S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de McPhy Energy S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Mersen S.A.*

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS

Mandats et fonctions de Madame Vanessa Giraud

- Représentant permanent de Bpifrance Investissement au Conseil de surveillance de Bois et Sciages de Sougy S.A.
- Représentant permanent de Bpifrance Investissement et Président du Comité stratégique de Palettes Gestion Services S.A.S.
- Représentant permanent de Bpifrance Investissement au Comité stratégique de Scierie de Savoie Lapiere & Martin S.A.S.
- Représentant permanent de Bpifrance Investissement au Comité de suivi de G.M.I – Groupe Millet Industrie S.A.S.
- Représentant permanent de Bpifrance Investissement au Comité de Surveillance de Trainvest S.A.S.
- Représentant permanent de Bpifrance Investissement au Comité de Groupe Sirail S.A.S.
- Représentant permanent de Bpifrance Investissement au Comité de suivi de Interior Rail S.A.S.
- Représentant permanent de Bpifrance Investissement au Comité d'orientation stratégique de Syntony S.A.S.

Mandats et fonctions de Bpifrance Investissement⁽⁴⁾

- Membre du Conseil d'administration d'Abéo S.A.*
- Membre du Conseil d'administration d'Adocia S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Albioma S.A.
- Membre du Conseil d'administration de Balyo S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Bastide le Confort Médical S.A.
- Membre du Conseil d'administration de EOS Imaging S.A.
- Membre du Conseil d'administration de Eutelsat Communications S.A.*
- Censeur du Conseil d'administration de Gensight Biologics S.A.
- Censeur du Conseil d'administration de Getaround S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Lysogène S.A.
- Membre du Conseil d'administration de Pixium Vision S.A.

- Membre du Conseil d'administration de Metabolic Explorer S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Nacon S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Seb S.A.*
- Membre du Conseil de surveillance de SergeFerrari Groupe S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de SPIE S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Teract S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Verallia S.A.*
- Censeur au Conseil d'administration de Voyageurs du Monde S.A.*
- Censeur du Conseil d'administration de Poxel S.A.
- Membre du Conseil d'administration de Sensorion S.A.*
- Membre du Conseil d'administration de Txcell S.A.
- Membre du Conseil d'administration de Villmorin & Cie S.A.*
- Membre au Conseil d'administration de Vantiva S.A.*
- Censeur du Conseil d'administration de Teract S.A.*

- (1) Pour plus d'informations concernant Bpifrance Investissement, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 7.3.1 « répartition du capital et des droits de vote » du présent document.
- (2) Bpifrance Investissement, dont Madame Vanessa Giraud est le représentant permanent est actionnaire de la Société, par l'intermédiaire du FPCI Fonds ETI 2020 (se référer à la section 7.3 « actionnariat » du présent document).
- (3) À la date du présent document, fonction principale de Madame Vanessa Giraud.
- (4) En tant que société de gestion d'un important portefeuille de participations, la liste des mandats de Bpifrance Investissement présentée ci-dessus inclut uniquement ceux exercés au sein de sociétés cotées.
- * Société française cotée

STÉPHANIE LEVAN

Administrateur

Adresse professionnelle :

4 rue Euler - 75008 Paris

Âge : 52 ans

Nationalité : Française

Date d'expiration

du mandat : Assemblée générale statuant en 2027 sur les comptes de l'exercice écoulé

Nombre d'actions de la Société détenues :

1 442

Stéphanie Levan a commencé sa carrière chez Ernst & Young où elle assurait des missions d'audit et de conseil pendant cinq ans auprès de plusieurs sociétés françaises et étrangères cotées. Elle intègre ensuite le groupe Plastic Omnium, équipementier automobile et spécialiste de la collecte et gestion des déchets urbains, en tant que responsable de la consolidation groupe puis de l'audit interne. En septembre 2004, elle rejoint le groupe Louis Dreyfus en tant que responsable de la consolidation groupe puis, à l'occasion d'une scission, devient directeur financier du groupe Impala (anciennement Louis Dreyfus S.A.S.). Stéphanie Levan est diplômée de l'EDHEC et est expert-comptable.

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT

- Directeur financier d'Impala S.A.S.⁽¹⁾.
- Administrateur et membre du Comité d'audit de Neoen S.A.*

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS

- Néant.

(1) À la date du présent document, fonction principale de Madame Stéphanie Levan.

* Société française cotée

SIMON VEYRAT

Administrateur

Adresse professionnelle :

4 rue Euler - 75008 Paris

Âge : 33 ans

Nationalité : Française

Date d'expiration

du mandat : Assemblée générale statuant en 2024 sur les comptes de l'exercice écoulé

Nombre d'actions de la Société détenues⁽¹⁾ :

0

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

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT

- Chargé d'affaires au sein du Groupe Impala⁽²⁾.
- Administrateur de Neoen S.A.*
- Président de Clapioca S.A.S.

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS

- Néant.

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

(2) À la date du présent document, fonction principale de Monsieur Simon Veyrat.

* Société française cotée

6.1.2 CENSEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

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

Les censeurs sont appelés à assister comme observateurs aux réunions du Conseil d'administration et peuvent être consultés par celui-ci. Le Conseil d'administration peut confier des missions spécifiques aux censeurs ; ils peuvent faire partie, et présider, sous réserve du respect des recommandations du Code AFEF/MEDEF et du règlement intérieur du Conseil d'administration, notamment s'agissant des exigences d'indépendance des Comités créés par le Conseil d'administration (à l'exception du Comité d'audit). Le lecteur est invité à se référer au paragraphe 6.2.1.4 « examen de l'indépendance des administrateurs ».

L'éventuelle rémunération des censeurs est fixée par le Conseil d'administration. Le Conseil d'administration peut décider de reverser aux censeurs une quote-part de l'enveloppe globale annuelle de rémunération qui lui est allouée par l'assemblée générale et autoriser le remboursement des dépenses engagées par les censeurs dans l'intérêt de la Société.

JACQUES VEYRAT

Censeur

Adresse professionnelle :

4 rue Euler - 75008 Paris

Âge : 61 ans

Nationalité : Française

Date d'expiration

du mandat : Assemblée générale statuant en 2026 sur les comptes de l'exercice écoulé

Nombre d'actions de la Société détenues⁽¹⁾ :

0

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

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT

- Président d'Impala S.A.S.⁽²⁾.
- Censeur et membre du Comité Gouvernance et RSE de Neoen S.A.*
- Président du Conseil d'administration de Fnac-Darty S.A.*
- Administrateur de GBL (Groupe Bruxelles Lambert).**
- Administrateur d'Iliad S.A.
- Censeur au sein du Conseil de surveillance de Louis Dreyfus Armateurs S.A.S.

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS

- Membre du Conseil de surveillance d'Eurazeo S.E.*
- Administrateur de Direct Energie S.A.*
- Administrateur d'ID Logistics Group S.A.*
- Administrateur d'Imerys S.A.*
- Administrateur de HSBC France S.A.
- Membre du Conseil de surveillance de Sucres et Denrées S.A.
- Administrateur de Nexity S.A.*
- Censeur au sein du Conseil d'administration d'ID Logistics Group S.A.*

(1) Monsieur Jacques Veyrat contrôle la société Impala S.A.S. qui est l'actionnaire de référence de la Société.

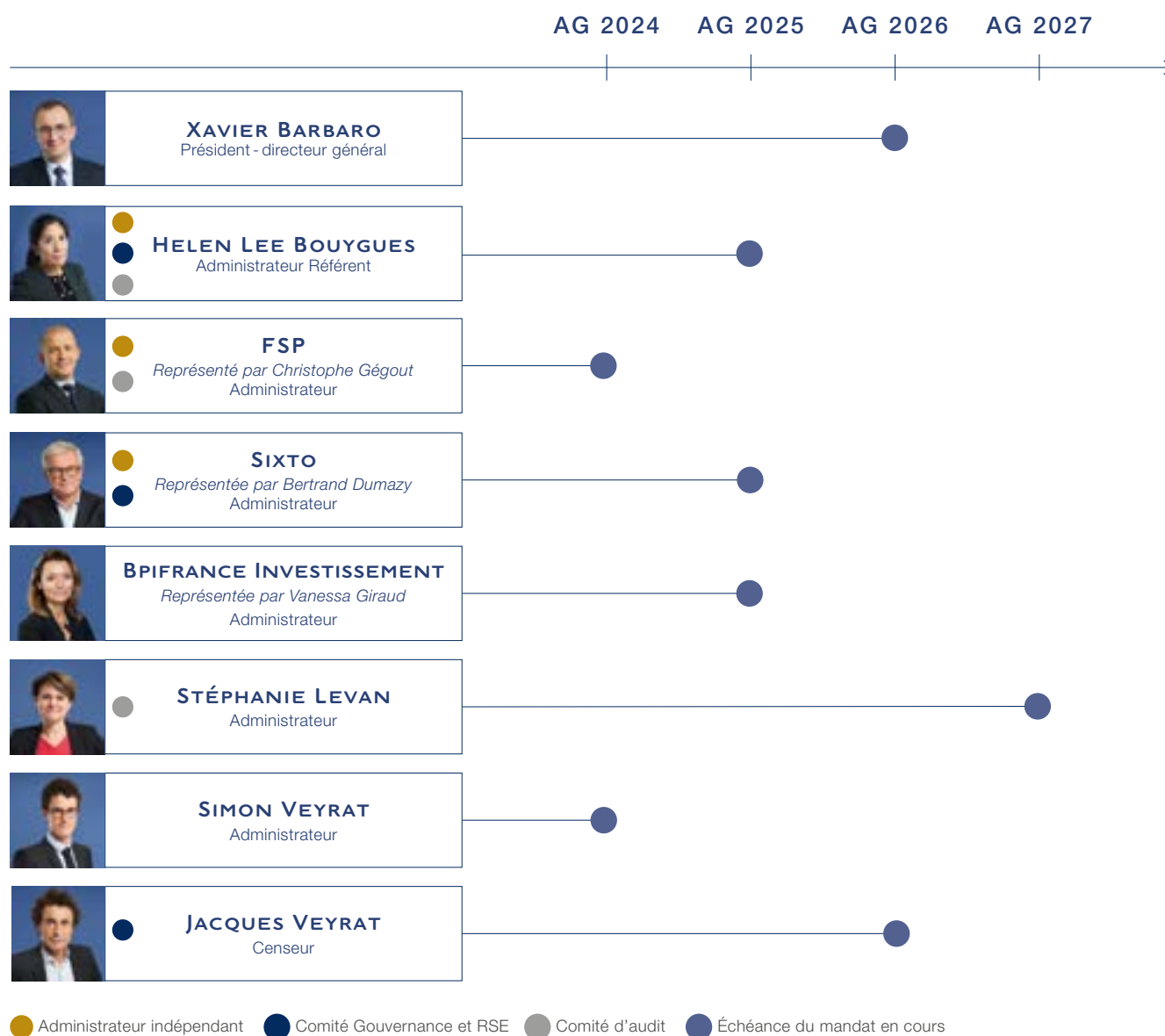
(2) À la date du présent document, fonction principale de Monsieur Jacques Veyrat.

* Société française cotée

** Société belge cotée sur Euronext Bruxelles

6.1.3 PROPOSITION À L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT DES MANDATS D'ADMINISTRATEURS

Échéance des mandats des administrateurs et du censeur



	Première nomination	Dernier renouvellement de mandat	Échéance du mandat en cours ⁽¹⁾
Xavier Barbaro Président - directeur général	AG 2018	AG 2022	AG 2026
Helen Lee Bouygues Administrateur Référent	AG 2018	AG 2021	AG 2025
FSP Représenté par Christophe Gégout Administrateur	AG 2018	AG 2020	AG 2024
Sixto Représentée par Bertrand Dumazy Administrateur	AG 2018	AG 2022	AG 2025
Bpifrance Investissement Représentée par Vanessa Giraud Administrateur	AG 2018	AG 2021	AG 2025
Stéphanie Levan Administrateur	AG 2018	AG 2023	AG 2027
Simon Veyrat Administrateur	AG 2018	AG 2020	AG 2024
Jacques Veyrat Censeur	CA 2018	CA 2022	AG 2026

(1) Les mandats d'administrateur des membres du Conseil d'administration viennent à échéance à l'issue de l'assemblée générale à tenir au cours de l'année indiquée, appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé.

Proposition de renouvellement du mandat de Monsieur Simon Veyrat

Le mandat d'administrateur de Monsieur Simon Veyrat arrive à échéance à l'issue de l'assemblée générale statuant en 2024 sur les comptes de l'exercice écoulé, soit à la prochaine assemblée générale annuelle.

Au regard des compétences prioritaires identifiées, notamment l'expertise sectorielle et la stratégie, dont Monsieur Simon Veyrat dispose, il sera proposé à la prochaine assemblée générale annuelle de la Société de renouveler son mandat en qualité d'administrateur, pour une durée de quatre ans prenant fin à l'issue de l'assemblée générale ordinaire des actionnaires statuant en 2028 sur les comptes de l'exercice écoulé.

Il est précisé que le Conseil d'administration du 14 décembre 2023 a considéré, après avis du Comité Gouvernance et RSE, que Monsieur Simon Veyrat ne pouvait pas être qualifié d'indépendant au regard des critères du Code AFEP/MEDEF auquel la Société se réfère en raison de sa désignation sur proposition de l'actionnaire de référence Impala SAS.

Proposition de renouvellement des mandats du Fonds Stratégique de Participations (FSP)

Le mandat d'administrateur du FSP (représenté par Monsieur Christophe Gégout) arrive à échéance à l'issue de l'assemblée générale statuant en 2024 sur les comptes de l'exercice écoulé, soit à la prochaine assemblée générale annuelle.

Au regard des compétences prioritaires identifiées, notamment l'expertise sectorielle et l'expérience en matière de finance et RSE, dont le FSP représenté par Monsieur Christophe Gégout dispose, il sera proposé à la prochaine assemblée générale annuelle de la Société de renouveler son mandat en qualité d'administrateur, pour une durée de quatre ans prenant fin à l'issue de l'assemblée générale ordinaire statuant en 2028 sur les comptes de l'exercice écoulé.

Il est précisé que le FSP et son représentant Monsieur Christophe Gégout satisfont les critères d'indépendance du Code AFEP/MEDEF retenus par la Société, visés au paragraphe 6.2.1.4 « examen de l'indépendance des administrateurs » du présent document.

Il est par ailleurs rappelé que le FSP représenté par Monsieur Christophe Gégout est également membre et Président du Comité d'audit.

Le Conseil d'administration, sur proposition du Comité Gouvernance et RSE, a décidé lors de sa réunion du 28 février 2024 de renouveler le FSP, représenté par Monsieur Christophe Gégout, en qualité de membre et de Président du Comité d'audit, sous condition suspensive et avec effet à compter du renouvellement de son mandat d'administrateur, pour une durée coïncidant avec celle dudit mandat.

6.2 ORGANISATION DU GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

6.2.1 PRINCIPES GOUVERNANT LA COMPOSITION ET LE FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

6.2.1.1 RÈGLES APPLICABLES À LA COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

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

Lorsque le Conseil d'administration est composé au plus de huit membres, l'écart entre le nombre des administrateurs de chaque sexe ne peut être supérieur à deux.

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

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

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

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

6.2.1.2 RÈGLEMENT INTÉRIEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration de la Société a adopté le 12 septembre 2018, et mis à jour ultérieurement et pour la dernière fois le 14 décembre 2023, un règlement intérieur décrivant la composition, les missions et les règles régissant son fonctionnement et celles des Comités, en complément des

dispositions législatives, réglementaires et statutaires applicables. Il est mis en ligne sur le site Internet de la Société, dans la rubrique « investisseurs – gouvernance ». Il prévoit notamment les précisions rappelées ci-après.

(i) Participation aux réunions du Conseil d'administration par visioconférence ou par tous autres moyens de communication – Consultation écrite des administrateurs

Dans le respect des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce et de l'article 14.3 des statuts, le règlement intérieur du Conseil prévoit la possibilité pour les administrateurs de participer aux réunions du Conseil par tous moyens de visioconférence ou de télécommunication permettant l'identification des administrateurs et garantissant leur participation effective. Ces modalités de participation ne sont pas applicables pour l'adoption des décisions prévues aux articles L. 232-1 et L. 233-16 du Code de commerce relatifs respectivement à l'établissement des comptes annuels et du rapport de gestion et à l'établissement des comptes consolidés et du rapport de gestion du Groupe.

Par ailleurs, conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, de l'article 14.3 des statuts et du règlement intérieur du Conseil, certaines décisions du Conseil d'administration (prévues par la réglementation) peuvent être prises par consultation écrite.

(ii) Matières réservées au Conseil d'administration

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

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

- (i) toute acquisition ou cession (notamment par voie de vente, fusion, scission ou apport partiel d'actif) par la Société ou par l'une de ses filiales (ou de l'une ou l'autre) d'un actif ou d'une participation pour un prix unitaire supérieur à 20 000 000 euros (à l'exception des éventuelles opérations à réaliser par la Société ou l'une de ses filiales sur les actifs ou titres des filiales détenues, dans chaque cas, directement ou indirectement, à 100 % par la Société) ;
- (ii) l'approbation ou la modification du budget annuel de la Société ;
- (iii) 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 20 000 000 euros ;
- (iv) tout investissement ou dépense réalisé par la Société ou l'une de ses filiales relatif à un projet prévu au budget ou autorisé par le Conseil d'administration ou le Comité de surveillance, selon le cas, pour un montant qui entraîne un accroissement de plus de 15 % des fonds propres prévus au budget ou autorisé par le Conseil d'administration ou le Comité de surveillance, selon le cas, pour ledit projet ;
- (v) l'adoption d'un nouveau business plan ou toute modification du business plan en cours ;
- (vi) toute modification de la forme ou de l'objet social de la Société et tout changement stratégique dans la nature de ses activités ;
- (vii) tout transfert ou cession de la totalité ou quasi-totalité des actifs de la Société ou toute fusion, scission, dissolution, liquidation de la Société (à l'exception des éventuelles opérations avec une société du Groupe qui ne sont que des opérations de réorganisation interne sans incidence sur les droits et obligations des associés) ;
- (viii) la conclusion ou la modification par la Société de toute convention d'emprunt ou de financement *corporate* auprès d'une personne autre qu'une société du Groupe ou un de ses actionnaires et toute garantie, tout cautionnement ou tout autre engagement de payer similaire de la Société d'un montant supérieur à 5 % du montant total de l'endettement du Groupe, étant précisé que tous les projets faisant partie de la même décision ou du même appel d'offre seront cumulés pour l'appréciation des seuils prévus au présent paragraphe (viii) ;
- (ix) la décision de (x) changer la place de cotation de la Société, (y) réaliser l'introduction en bourse de la Société sur un autre marché réglementé en plus de celui d'Euronext Paris et (z) réaliser l'introduction en bourse sur un marché réglementé ou régulé d'une filiale de la Société ; et
- (x) la décision de transférer le siège social hors de France (ou de déplacer les principaux centres de décision hors de France).

(iii) Administrateur Référent

Le Conseil d'administration peut décider de désigner un Administrateur Référent s'il l'estime utile ou nécessaire, dans les conditions fixées par l'article 1.3 de son règlement intérieur.

Les informations relatives à (i) la nomination de l'administrateur référent ainsi que (ii) ses missions et pouvoirs sont décrits à l'article 1.3 du règlement intérieur du Conseil d'administration.

Madame Helen Lee Bouygues a été nommée Administrateur Référent par le Conseil d'administration du 17 avril 2019 puis renouvelée par le Conseil d'administration du 10 mars 2021.

Bilan de l'activité de l'Administrateur Référent

Au cours de l'exercice écoulé, Madame Helen Lee Bouygues, a assisté à toutes les réunions du Conseil d'administration et de ses Comités. Elle s'est entretenue régulièrement avec le président - directeur général, notamment en amont de chaque réunion afin de revoir les ordres du jour prévisionnels et s'assurer d'y aborder les sujets importants. Par ailleurs, ses principales activités au cours de l'exercice 2023 ont notamment consisté à :

- participer à la mise à jour du business plan à horizon 2025 et de la stratégie de développement présentés lors du *Capital Markets Day* le 1^{er} mars 2023 ;
- contribuer à la préparation de l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription réalisée le 29 mars 2023 ;
- participer à la sélection du consultant externe chargé de l'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités au cours de l'exercice 2023, à la réalisation de ses travaux d'évaluation et à la préparation de la restitution de ses conclusions au Conseil ;
- assister le président - directeur général dans l'élaboration des plans de succession en amont de leur présentation au Comité Gouvernance et RSE et au Conseil d'administration ;
- diriger et présider les débats de la réunion du Conseil tenue hors la présence des dirigeants mandataires (*executive session*) le 21 décembre 2023.

En outre, Madame Helen Lee Bouygues s'est assurée de l'absence de situation de conflits d'intérêt des membres du Conseil d'administration durant cet exercice.

Enfin, dans le cadre de ces diligences, Madame Helen Lee Bouygues a considéré que les organes de gouvernance ont fonctionné de manière satisfaisante au cours de l'exercice 2023. Dans ces conditions, elle n'a pas jugé nécessaire de solliciter le président - directeur général à l'effet de convoquer le Conseil sur un ordre du jour déterminé.

Gestion des conflits d'intérêts

Nonobstant l'obligation de déclaration des conflits d'intérêts qui s'impose à chaque membre du Conseil d'administration prévue à l'article 3.3 du règlement intérieur, l'Administrateur Référent porte à l'attention du Conseil d'administration toute situation de conflit d'intérêts, même potentiel, qu'il aurait identifiée.

6.2.1.3 CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

La Société se conforme aux recommandations du Code AFEP/MEDEF dans sa version du 20 décembre 2022.

6.2.1.4 EXAMEN DE L'INDÉPENDANCE DES ADMINISTRATEURS

En application de l'article 1 (ii) du règlement intérieur du Comité Gouvernance et RSE, le Comité doit examiner « *chaque année, avant la publication du rapport sur le gouvernement d'entreprise de la Société, la situation de chaque membre du Conseil d'administration au regard des critères d'indépendance adoptés par la Société, et soumet ses avis au Conseil en vue de l'examen, par ce dernier, de la situation de chaque intéressé au regard de ces critères* ».

Conformément au Code AFEP/MEDEF, auquel la Société se réfère, et au règlement intérieur du Conseil d'administration (article 1.2), sont considérés comme indépendants les administrateurs qui n'entretiennent aucune relation de quelque nature que ce soit avec la Société, le Groupe ou sa direction, qui puisse compromettre l'exercice de leur liberté de jugement. En particulier, les critères que doivent examiner le Comité Gouvernance et RSE et le Conseil d'administration afin de qualifier un administrateur d'indépendant sont les suivants :

- (i) ne pas être salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société, ni salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur de sa société mère, d'une société ou entité du Groupe ou d'une société consolidée par la société mère et ne pas l'avoir été au cours des cinq années précédentes ;
- (ii) ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire social exécutif de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de cinq ans) détient un mandat d'administrateur ;
- (iii) ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil, significatif de la Société ou de son Groupe ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité ;
- (iv) ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social de la Société ;
- (v) ne pas avoir été, au cours des cinq années précédentes, commissaire aux comptes de la Société ;
- (vi) ne pas être administrateur de la Société depuis plus de douze ans, étant précisé que la perte de la qualité d'administrateur indépendant intervient à la date des douze ans.

Le Code AFEP/MEDEF indique que, concernant le critère mentionné au point (iii) ci-dessus, l'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou le Groupe doit être débattue par le Conseil d'administration et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation être explicités dans le présent rapport sur le gouvernement d'entreprise.

S'agissant des administrateurs détenant plus de 10 % du capital ou des droits de vote de la Société, ou représentant une personne morale détenant une telle participation, le Code AFEP/MEDEF recommande en outre que la qualification d'indépendant tienne compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

Par ailleurs, le Code AFEP/MEDEF précise qu'un dirigeant mandataire social non exécutif ne peut être considéré comme indépendant s'il perçoit une rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.

	Xavier Barbaro	Helen Lee Bouygues	FSP	Sixto	Bpifrance Investissement	Stéphanie Levan	Simon Veyrat
Critère 1 : Ne pas avoir été salarié ou DMS de la Société, de sa société- mère, ou une filiale au cours des 5 années précédentes		●	●	●	●		
Critère 2 : Ne pas être DMS exécutif d'une société dans laquelle la Société détient un mandat	●	●	●	●	●	●	●
Critère 3 : Ne pas entretenir de relations d'affaires significatives avec la Société	●	●	●	●		●	●
Critère 4 : Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social	●	●	●	●	●	●	●
Critère 5 : Ne pas avoir été commissaire aux comptes de la Société au cours des 5 années précédentes	●	●	●	●	●	●	●
Critère 6 : Ne pas être administrateur de la Société depuis plus de 12 ans	●	●	●	●	●	●	●
Critère 7 : Pour un DMS non exécutif, ne pas percevoir de rémunération variable liée à la performance		●	●	●	●	●	●
Critère 8 : Analyse par le CA du statut de l'actionnaire important (> 10 % du capital de la Société) et de son administrateur représentant		●	●	●	●		
Administrateur indépendant	NON	OUI	OUI	OUI	NON	NON	NON

● Critères d'indépendance satisfaits

En application de ces critères, ont été précédemment considérés comme indépendants, à l'occasion de l'introduction en bourse de la Société en octobre 2018 et au cours des réunions du Conseil d'administration ultérieures et notamment celle du 14 décembre 2023 : Madame Helen Lee Bouygues, la société Sixto représentée par Monsieur Bertrand Dumazy et le Fonds Stratégique de Participations (FSP) représenté par Monsieur Christophe Gégout car ils respectent chacun tous les critères d'indépendance susvisés.

Il est également précisé qu'aucun administrateur indépendant n'entretient de relations d'affaires avec la Société.

En revanche, au regard de la composition du capital de la Société, deux administrateurs (Madame Stéphanie Levan et Monsieur Simon Veyrat), n'ont pas été considérés comme indépendants notamment en raison de leur désignation sur proposition de l'actionnaire de référence de la Société, Impala SAS. Monsieur Xavier Barbaro assumant les fonctions de président - directeur général n'a pas été considéré comme indépendant car il est dirigeant mandataire social exécutif de la Société.

L'indépendance de Bpifrance Investissement a été examinée en détail en décembre 2023 par le Comité Gouvernance et RSE et le Conseil d'administration. Une entité du groupe Bpifrance étant l'une des banques de financement du Groupe, une approche conservatrice de la Société par rapport à cette relation n'a pas permis à ce jour à Bpifrance Investissement de pouvoir être considéré comme membre indépendant du Conseil d'administration. Toutefois, le Conseil d'administration réexaminera la situation chaque année pour pouvoir tenir compte des changements éventuels en fonction de l'évolution des relations d'affaires entre la Société, le Groupe et l'entité prêteuse du groupe Bpifrance en tant que banque de financement du Groupe.

6.2.1.5 POLITIQUE DE DIVERSITÉ APPLIQUÉE AUX MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION AINSI QU'AU COMITÉ EXÉCUTIF ET POLITIQUE DE MIXITÉ DANS LES 10 % DE POSTES À PLUS FORTE RESPONSABILITÉ

Diversité au sein du Conseil d'administration et de ses Comités

Le Conseil d'administration a mis en œuvre une politique de diversité visant à disposer d'une composition recherchant un bon équilibre et une juste répartition des expériences, qualifications, cultures, âges, nationalités et ancienneté, en adéquation avec les besoins de la Société. La recherche de cette diversité aboutit à une composition équilibrée au sein du Conseil d'administration tenant notamment compte des éléments suivants : (i) l'équilibre souhaitable de la composition du Conseil d'administration au vu de la composition et de l'évolution de l'actionnariat de la Société, (ii) le nombre souhaitable de membres indépendants, (iii) la proportion d'hommes et de femmes requise par la réglementation en vigueur et (iv) l'intégrité, la compétence, l'expérience et l'indépendance de chaque membre.

Le Conseil d'administration réuni le 15 décembre 2021, sur proposition du Comité Gouvernance et RSE, a arrêté les termes de la politique de diversité applicable aux administrateurs, appréciée au regard d'une pluralité de critères exposés ci-après. Lors de sa réunion du 14 décembre 2023, il a examiné sa mise en œuvre au cours de l'exercice 2023 et les résultats obtenus au cours dudit exercice, dont il ressort les éléments suivants :

Critères	Politique et objectifs visés	Modalité de mise en œuvre de la politique et résultats en 2023
Représentation équilibrée des hommes et des femmes	Représentation équilibrée des hommes et des femmes au sein du Conseil et de l'ensemble des Comités Au sein du Conseil : respect de l'exigence légale relative à l'écart de 2 maximum entre le nombre de membres de chaque sexe dès lors que le Conseil comporte au plus 8 membres et au-delà, respect de la proportion de 40 %	<u>Composition du Conseil :</u> • 42 % de femmes • Ecart de 1 entre le nombre de personnes de chaque sexe (étant précisé que l'exigence légale applicable en la matière est un écart de 2 maximum) <u>Composition des Comités :</u> • Comité d'audit : 2/3 de femmes • Comité Gouvernance et RSE : 1/3 de femmes • Écart de 1 entre le nombre de personnes de chaque sexe dans chaque Comité
Pluralité de nationalités – Profils internationaux	Expérience internationale d'une partie des administrateurs et/ou présence d'au moins un administrateur de nationalité étrangère	Dimension internationale du Conseil au regard de la présence de : • Madame Helen Lee Bouygues de nationalité américaine, dotée d'une expérience internationale, • Monsieur Bertrand Dumazy qui dirige un groupe largement présent à l'international, et • Monsieur Xavier Barbaro, président - directeur général de Neoen, qui a eu une expérience professionnelle antérieure à l'étranger et qui dirige le Groupe actuellement présent dans 17 pays
Indépendance	Proportion minimum de membres indépendants au sein du Conseil et des Comités : • Conseil d'administration : 1/3 • Comité d'audit : 2/3 • Comité Gouvernance et RSE : + 50 %	Représentation des administrateurs indépendants au sein du Conseil d'administration et des Comités : • Conseil d'administration : 42 % de membres indépendants • Comité d'audit et Comité Gouvernance et RSE : 2/3 de membres indépendants
Age	Nombre d'administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut excéder le tiers des administrateurs en fonction	Aucun administrateur n'a atteint l'âge de 70 ans. Les administrateurs ont entre 33 et 52 ans, avec une moyenne de 48 ans.

Critères	Politique et objectifs visés	Modalité de mise en œuvre de la politique et résultats en 2023
Diversité des compétences et des expériences professionnelles	Promotion et conservation d'une variété et d'une complémentarité des expertises et expériences des membres du Conseil d'administration, leur permettant d'appréhender rapidement et de manière approfondie les enjeux de développement du Groupe et de prendre des décisions réfléchies et de qualité	<u>Diversité des compétences</u> : Certains administrateurs disposent de compétences en stratégie, d'autres de compétences financières, de compétences à l'international ou encore dans le domaine de la direction générale ou plus spécifiques (éthique et conformité, RSE, digital) Pour plus de détails, se référer au tableau des « compétences représentées au Conseil d'administration » ci-dessous <u>Diversité des expériences professionnelles</u> : La plupart des administrateurs possèdent une vaste expérience professionnelle dans divers secteurs d'activité et à des postes de haut niveau, la plupart exerçant ou ayant déjà exercé des fonctions d'administrateur ou de mandataire social dans d'autres sociétés françaises ou étrangères, dont certaines sont cotées en bourse

COMPÉTENCES REPRÉSENTÉES AU CONSEIL D'ADMINISTRATION

									
		Stratégie	Finance	International	General Management	Energie	Ethique et conformité	RSE	Digital
Xavier Barbaro		✓		✓	✓	✓		✓	
Helen Lee Bouygues	● ●	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
FSP Représenté par Christophe Gégout	●	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Sixto Représentée par Bertrand Dumazy	●	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Bpifrance Investissement Représentée par Vanessa Giraud		✓	✓			✓	✓	✓	
Stéphanie Levan	●		✓				✓		
Simon Veyrat		✓	✓	✓	✓	✓			
Jacques Veyrat⁽¹⁾	●	✓	✓	✓	✓	✓			
Total (%)*		85 %	85 %	71 %	71 %	85 %	71 %	71 %	28 %

● Comité d'audit ● Comité Gouvernance et RSE

(1) Monsieur Jacques Veyrat est censeur du Conseil d'administration

* Ce pourcentage ne prend pas en compte la participation de Jacques Veyrat en qualité de censeur

Au regard de ce qui précède, le Conseil d'administration de la Société réuni le 14 décembre 2023, après avoir pris connaissance des conclusions du Comité Gouvernance et RSE, a constaté que l'ensemble des objectifs de la politique de diversité étaient atteints et feraient l'objet d'un suivi annuel de la part du Comité Gouvernance et RSE.

Ce suivi et la mise en œuvre de cette politique de diversité seront notamment assurés via la procédure de sélection des administrateurs qui reprend l'ensemble des critères pris en compte dans le cadre de la diversité de la composition du Conseil. Ces critères seront donc systématiquement examinés dans le cadre de la sélection des candidats au poste d'administrateur.

Représentation équilibrée des hommes et des femmes au sein du Comité exécutif

À titre préalable, il est précisé que l'instance dirigeante de la Société au niveau de laquelle des objectifs de mixité sont mis en place conformément au Code AFEP/MEDEF est le Comité exécutif de la Société.

Les fonctions représentées au sein du Comité exécutif de la Société sont les suivantes : président - directeur général, directeur général délégué, directeur des opérations Groupe (COO), directeur financier Groupe et secrétaire général.

La représentation des femmes au sein du Comité exécutif demeure à 20 % à l'instar de l'exercice précédent. La moyenne des femmes au sein de leurs Comités exécutifs et Comités de direction est de 25,5 % pour les sociétés du CAC 40 et de 26,4 % pour les sociétés du SBF 120.

En revanche, compte tenu du secteur d'activité du Groupe et le profil majoritairement ingénieur des membres du Comité exécutif, les femmes sont moins représentées sur ce secteur du marché de l'emploi. Ainsi, en raison de ces contraintes, le Conseil d'administration réuni le 14 décembre 2023, sur proposition du Comité Gouvernance et RSE, a validé l'objectif du maintien d'un minimum de 20 % de femmes au sein du Comité exécutif de la Société.

Par ailleurs, en cas de vacance à un poste au sein du Comité exécutif à pourvoir par un recrutement externe, la Société s'efforcera d'avoir des candidats des deux sexes pour maximiser ses chances d'avoir un meilleur équilibre dans la représentation des femmes et des hommes au sein de son Comité exécutif. En revanche, en cas de recrutement en interne conformément au plan de succession en place, il ne pourra pas nécessairement y avoir de mise en concurrence des candidats homme et femme.

Résultats en matière de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité

Au 31 décembre 2023, les femmes représentaient 33,6 % de l'effectif total du Groupe (contre 30,7 % en 2022, soit une augmentation d'environ 10 %) et 36,4 % des 10 % des postes à plus forte responsabilité (contre 27,8 % en 2022, soit une augmentation d'environ 31 %). La part des femmes au sein du Groupe, ainsi que dans les recrutements, était déjà en progression en 2022. L'augmentation significative des femmes dans l'effectif total du Groupe ainsi que dans les 10 % des postes à plus forte responsabilité en 2023 est le résultat des efforts importants déployés dans la mise en œuvre de la politique du Groupe en

matière de diversité qui ont été soutenus par une croissance de ses effectifs de plus de 21 % en 2023. Neoen a donc dépassé son objectif de plus de 32 % de femmes au sein du Groupe.

Le Groupe continue de veiller à une répartition hommes / femmes satisfaisante et une grande diversité tant en termes de parcours que de nationalités (48 nationalités).

6.2.2 PRINCIPES RÉGISSANT LE FONCTIONNEMENT DE LA GOUVERNANCE

6.2.2.1 MODE DE GOUVERNANCE

(i) Président - directeur général

Unicité des fonctions de président du Conseil d'administration et de directeur général

Monsieur Xavier Barbaro a été nommé président - directeur général le 12 septembre 2018, avec effet immédiat. Son mandat de président - directeur général a été renouvelé pour une durée de 4 ans à l'issue de l'assemblée générale annuelle du 25 mai 2022.

Suivant l'avis du Comité Gouvernance et RSE, le Conseil d'administration avait conclu que ne pas dissocier les fonctions de président du Conseil d'administration et de directeur général permettrait de s'inscrire dans une continuité avec la répartition entre les pouvoirs des organes sociaux statutaires de la Société sous sa précédente forme sociale de société par actions simplifiée, de sorte que le changement de forme sociale n'ait pas d'effet sur le mode d'exercice de la direction générale de la Société. En effet, Monsieur Xavier Barbaro exerçait les fonctions de président de la Société et de président du Comité de surveillance de la Société sous sa forme antérieure de société par actions simplifiée jusqu'à sa transformation en société anonyme intervenue à cette même date, le 12 septembre 2018.

Le Conseil d'administration a décidé de maintenir le cumul des fonctions de président du Conseil et directeur général pour les raisons suivantes :

- le cumul des fonctions permet de continuer d'assurer la réactivité, l'efficacité et l'agilité dans la prise de décision : cette dernière est très caractéristique pour la prise de décisions au sein du Groupe et l'« unité de commandement » serait en parfaite cohérence avec le processus de décision existant au sein du Groupe ;
- il permet aussi à la Société de parler d'une seule voix et de continuer de bénéficier d'un interlocuteur unique et d'une communication forte et cohérente ;
- le cumul des fonctions de président du Conseil et de directeur général permet également de continuer de maintenir la confiance et le dialogue instaurés entre la direction générale et le Conseil d'administration de la Société et ainsi d'assurer la cohésion entre la stratégie et la fonction opérationnelle ;
- ce cumul est également justifié au regard de la performance et des qualités reconnues du président - directeur général en place.

Enfin, ce cumul des fonctions permet d'assurer la continuité avec le mode de gouvernance antérieure qui s'est avérée efficace dans un Groupe qui comptait 439 salariés à la fin de l'année 2023.

Par ailleurs, afin d'assurer un équilibre des pouvoirs au sein du Conseil d'administration et pour éviter les éventuels conflits d'intérêts, le Conseil d'administration a désigné un administrateur référent. Pour plus de détail, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 6.2.1.2 (iii) « administrateur référent » du présent document.

Pouvoirs du directeur général (article 16.2 des statuts)

Le directeur général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toute circonstance au nom de la Société. Il exerce ces pouvoirs dans la limite de l'objet social et sous réserve de ceux que la loi et les statuts attribuent expressément aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'administration.

(ii) Directeur général délégué

Nomination du directeur général délégué

Sur proposition du directeur général, le Conseil d'administration peut nommer une ou plusieurs personnes physiques chargées d'assister le directeur général avec le titre de directeur général délégué. Le nombre maximum de directeurs généraux délégués est fixé à trois.

Le Conseil d'administration de la Société, lors de sa réunion du 17 avril 2019, sur proposition du président - directeur général et

Le directeur général représente la Société dans ses rapports avec les tiers. La Société est engagée même par les actes du directeur général qui ne relèvent pas de l'objet social, à moins qu'elle ne prouve que le tiers savait que l'acte dépassait cet objet ou qu'il ne pouvait l'ignorer compte tenu des circonstances, étant exclu que la seule publication des statuts suffise à constituer cette preuve. Le directeur général doit toutefois obtenir l'accord préalable du Conseil d'administration pour les opérations listées au paragraphe 6.2.1.2 (ii) « matières réservées au Conseil d'administration » du présent document.

après avoir recueilli l'avis du Comité Gouvernance et RSE, avait décidé de nommer Monsieur Romain Desrousseaux en qualité de directeur général délégué.

Le mandat de Monsieur Romain Desrousseaux en qualité de directeur général délégué a été renouvelé lors de la réunion du Conseil d'administration du 14 mars 2022, sur proposition du Comité Gouvernance et RSE, pour une durée coïncidant avec celle du mandat du président - directeur général, avec effet à l'issue de l'assemblée générale annuelle du 25 mai 2022.

ROMAIN DESROUSSEAUX

Directeur général délégué

Adresse professionnelle :

22 rue Bayard - 75008 Paris

Âge : 48 ans

Nationalité : Française

Date d'expiration

du mandat : Assemblée générale statuant en 2026 sur les comptes de l'exercice écoulé

Nombre d'actions de la Société détenues :

547 825⁽¹⁾

Romain Desrousseaux est directeur général délégué de Neoen et a pour mission principale de garantir la mise en œuvre de la stratégie du Groupe et d'accompagner en conséquence son développement à l'international. Il a commencé sa carrière en 1999 chez LDCOM, en charge du programme d'investissement dans le réseau Internet haut débit. En 2008, il a rejoint le groupe Louis Dreyfus Commodities comme adjoint au directeur des systèmes d'information, puis il a repris la direction des opérations pour la région Afrique et Moyen-Orient. Il a rejoint Neoen en 2013 en tant que directeur général adjoint en charge du développement des projets à l'international et membre du Comité exécutif. Romain Desrousseaux est un ancien élève de l'École normale supérieure.

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS À LA DATE DU DOCUMENT⁽²⁾

– Directeur général délégué de Neoen S.A.*

MANDATS ET FONCTIONS EXERCÉS AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES ET QUI NE SONT PLUS OCCUPÉS

– Aucun.

(1) Nombre d'actions détenues par Monsieur Romain Desrousseaux et les membres de sa famille.

(2) Monsieur Romain Desrousseaux a des mandats dans les filiales du Groupe à l'étranger.

* Société française cotée

Pouvoirs du directeur général délégué (article 16.3 des statuts)

En accord avec le directeur général, le Conseil d'administration détermine l'étendue et la durée des pouvoirs accordés aux directeurs généraux délégués.

À l'égard des tiers, le ou les directeurs généraux délégués disposent des mêmes pouvoirs que le directeur général.

Le directeur général délégué doit toutefois obtenir l'accord préalable du Conseil d'administration pour les opérations listées au paragraphe 6.2.1.2 (ii) « matières réservées au Conseil d'administration » du présent document.

(iii) Comité exécutif

À la date du rapport sur le gouvernement d'entreprise, le Comité exécutif était composé de 5 membres :

Xavier Barbaro	Président - directeur général
Romain Desrousseaux	Directeur général délégué
Norbert Thouvenot	Directeur des opérations Groupe
Louis-Mathieu Perrin	Directeur financier Groupe
Olga Kharitonova	Secrétaire général

La biographie de Monsieur **Xavier Barbaro** est présentée au paragraphe 6.1.1 du présent document.

La biographie de Monsieur **Romain Desrousseaux** est présentée au paragraphe 6.2.2.1 (ii) du présent document.

Norbert Thouvenot a débuté sa carrière en 1991 chez Alcatel comme directeur de projet export. En 1998, il entre chez Louis Dreyfus Communication (LDCOM) où il a occupé différentes fonctions (construction, BU internet et data) avant de prendre la direction des activités opérationnelles du secteur résidentiel. Il rejoint ensuite le groupe Louis Dreyfus Commodities en 2006 en qualité de directeur monde des opérations industrielles, achats et Health & Safety. Norbert Thouvenot rejoint Neoen en 2015 en tant que directeur des opérations internationales. Il est ensuite nommé directeur des opérations Groupe en mai 2021. Norbert Thouvenot est diplômé de CentraleSupélec et est titulaire d'un International Master en Management de l'EM Lyon.

Louis-Mathieu Perrin a commencé sa carrière en audit et conseil financier durant cinq années avant de rejoindre en 2006 Pictet Asset Management, initialement en tant qu'analyste avant de devenir *Investment manager*. Il intègre en 2009 EY, où il devient directeur associé, et intervient notamment auprès d'acteurs du secteur de l'énergie. En 2014, il est nommé directeur administratif et financier du groupe Direct Énergie, avant de partir chez Voodoo en 2018, dans des fonctions similaires. Il rejoint Neoen en 2019 en tant que directeur financier du Groupe. Louis-Mathieu Perrin est diplômé de Sciences Po Paris.

Olga Kharitonova a débuté sa carrière en 2000 à Moscou au sein de l'European Business Club (association représentant les intérêts des entreprises européennes en Russie) avant de rejoindre CMS Francis Lefebvre. Admise au Barreau des avocats de Paris en 2006, elle a alors intégré le bureau parisien de Cleary Gottlieb Steen & Hamilton LLP où elle intervenait sur des opérations complexes de dimension internationale. Olga Kharitonova a rejoint Neoen en 2018, en qualité de secrétaire général du Groupe. Elle est diplômée de l'Université d'État de Moscou (Lomonossov), de Sciences Po Paris et est titulaire d'un DEA de droit des affaires de Paris I-Sorbonne.

(iv) Procédure de sélection des administrateurs

La Société dispose d'une procédure de sélection des nouveaux administrateurs. Celle-ci a vocation à être mise en œuvre lorsqu'il est envisagé de désigner un nouveau membre du Conseil d'administration en adjonction aux membres en fonction ou en remplacement d'un membre dont le poste est laissé vacant, y compris les membres indépendants. Cette procédure de sélection

est mise en œuvre par le Comité Gouvernance et RSE. Elle est pilotée par l'Administrateur Référent, en lien avec le Président du Comité Gouvernance et RSE.

Les principales étapes de ce processus, après avoir identifié les critères de sélection et le profil recherché, sont l'examen des candidatures par l'Administrateur Référent en lien avec le Président du Comité Gouvernance et RSE, le cas échéant, au regard de travaux menés par un cabinet de recrutement extérieur et/ou de profils proposés par les administrateurs, suivi d'un entretien individuel avec le Comité Gouvernance et RSE, lequel émet une recommandation au Conseil d'administration. Le choix définitif appartient au Conseil d'administration. En cas de mise en œuvre de cette procédure, un compte-rendu sera présenté dans le rapport sur le gouvernement d'entreprise relatif à l'exercice concerné.

(v) Plan de succession des mandataires sociaux

Au titre de l'article 1(i) du règlement intérieur du Comité Gouvernance et RSE, ce dernier est tenu d'établir et de tenir à jour un plan de succession des membres du Conseil d'administration ainsi que des dirigeants mandataires sociaux de la Société pour être en situation de proposer rapidement au Conseil d'administration des solutions de succession notamment en cas de vacance imprévisible.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 28 février 2024, après avoir recueilli l'avis du Comité Gouvernance et RSE, a examiné ce point et considéré, en ligne avec le plan de succession déjà applicable, ce qui suit :

- le directeur général délégué nommé par le Conseil permettrait à la Société de le désigner dans le cadre de la succession immédiate du directeur général en cas de vacance imprévisible. Cette solution interne présenterait l'avantage d'une continuité et de la connaissance approfondie de l'entreprise par le successeur ainsi désigné, même si, selon les circonstances qui se présenteraient, le Conseil pourrait souhaiter identifier un autre candidat dont le profil répondrait davantage au rôle de directeur général de la Société le moment venu ;
- l'Administrateur Référent désigné par le Conseil pourrait, quant à lui, assumer un rôle de succession intérimaire immédiate de la fonction de Président du Conseil d'administration en cas de vacance imprévisible de ces fonctions. Compte tenu du rôle de l'Administrateur Référent, cela permettrait à la Société et à son Conseil d'administration de bénéficier également d'une continuité dans les organes sociaux et de la connaissance de la Société par le successeur ainsi désigné, même si, selon les circonstances qui se présenteraient, le Conseil pourrait souhaiter identifier, que ce soit à titre intérimaire ou de manière plus pérenne, un autre candidat dont le profil répondrait davantage au rôle de Président du Conseil d'administration de la Société le moment venu.

À l'issue de son examen de ce plan de succession, le Conseil d'administration a confirmé que ledit plan de succession était toujours applicable.

S'agissant des membres du Conseil d'administration, sur recommandation du Comité Gouvernance et RSE, le Conseil d'administration a décidé lors de sa réunion du 28 février 2024 de poursuivre la démarche d'identification de candidats potentiels

susceptibles de faire face à une situation de vacance imprévisible d'un administrateur, étant toutefois rappelé que trois des sept administrateurs sont des personnes morales, pour lesquelles la question de succession ne se pose pas, à l'exception de la société Sixto.

Enfin, afin d'assurer une continuité du management en cas de vacance imprévisible d'un membre du Comité exécutif, le Conseil d'administration lors de sa réunion du 28 février 2024, sur recommandation du Comité Gouvernance et RSE, a mis à jour le plan de succession des autres membres du Comité exécutif en vigueur ; plan qui avait d'ailleurs été mis en œuvre par le Comité Gouvernance et RSE lors du départ de Monsieur Paul-François Croisille et qui avait conduit à nommer Monsieur Norbert Thouvenot en remplacement.

6.2.2.2 RÈGLES RÉGISSANT LE FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

(i) Missions (règlement intérieur – article 4.1)

Le Conseil d'administration assume les missions et exerce les pouvoirs qui lui sont conférés par la loi, les statuts de la Société et les règlements intérieurs du Conseil d'administration et de ses Comités. Il détermine et apprécie les orientations (y compris les orientations stratégiques pluriannuelles en matière de responsabilité sociale et environnementale), objectifs et performances de la Société et veille à leur mise en œuvre, conformément à son intérêt social, en prenant en considération les enjeux sociaux et environnementaux de son activité. Sous réserve des pouvoirs attribués aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle, par ses délibérations, les affaires qui la concernent.

Le Conseil procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns et peut se faire communiquer les documents qu'il estime utiles à l'accomplissement de sa mission.

Le Conseil d'administration s'attache en outre à promouvoir la création de valeur sur le long terme de l'entreprise en tenant compte notamment des dimensions sociales, sociétales et environnementales de ses activités. Il propose, le cas échéant, toute évolution statutaire de l'objet social qu'il estime opportune. Il est également informé de l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux auxquels l'entreprise est confrontée y compris dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale.

Le Conseil d'administration examine régulièrement, en lien avec la stratégie qu'il a définie, les opportunités et les risques tels que les risques financiers, juridiques, opérationnels, sociaux et environnementaux ainsi que les mesures prises en conséquence. À cette fin, le Conseil d'administration reçoit toutes les informations nécessaires à l'accomplissement de sa mission notamment de la part des dirigeants mandataires sociaux exécutifs.

Le Conseil d'administration s'assure que les dirigeants mandataires sociaux exécutifs mettent en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes.

En matière d'évaluation régulière des conventions portant sur des conventions courantes et conclues à des conditions normales, le Conseil d'administration s'assure qu'annuellement une réunion examine à nouveau le caractère courant des conventions poursuivies. Au cours de l'exercice social, un suivi des conventions courantes est mis en place et géré par un comité *ad hoc* composé du directeur financier Groupe et du secrétaire général. Ce suivi est synthétisé dans un tableau de suivi comportant la date de conclusion de la convention, ses principales caractéristiques ainsi que les raisons ayant poussé à la considérer comme courante.

Concernant la stratégie climatique, le Conseil d'administration examine annuellement les résultats obtenus et l'opportunité, le cas échéant, d'adapter le plan d'action ou de modifier les objectifs au vu notamment de l'évolution de la stratégie de l'entreprise, des technologies, des attentes des actionnaires et de la capacité économique à les mettre en œuvre.

(ii) Compétence et expertise des administrateurs (règlement intérieur – articles 3.4 et 5)

Chaque membre du Conseil d'administration doit présenter les qualités essentielles suivantes :

- il doit être soucieux de l'intérêt social ;
- il doit avoir une qualité de jugement, en particulier des situations, des stratégies et des personnes, qui repose notamment sur son expérience ;
- il doit avoir une capacité d'anticipation lui permettant d'identifier les risques et les enjeux stratégiques ;
- il doit être intègre, présent, actif et impliqué.

Les compétences et les expériences des membres du Conseil d'administration sont décrites aux paragraphes 6.1.1 et 6.2.1.5 du présent document.

Par ailleurs, chaque membre du Conseil d'administration peut bénéficier à sa demande, lors de sa nomination ou ultérieurement au cours de son mandat, d'une formation complémentaire sur les spécificités de la Société et des sociétés qu'elle contrôle, leurs métiers, leur secteur d'activité et leurs enjeux en matière de responsabilité sociale et environnementale.

(iii) Déontologie (condamnations et faillites, liens familiaux, conflits d'intérêt, contrats de services)

Condamnations et faillites

À la connaissance de la Société, et à la date du présent document, au cours des cinq dernières années :

- aucune condamnation pour fraude n'a été prononcée à l'encontre d'un des membres du Conseil d'administration ou d'un dirigeant mandataire social ;
- aucun des membres du Conseil d'administration ou dirigeant mandataire social n'a été concerné par une faillite, mise sous séquestre, liquidation ou placement d'entreprises sous administration judiciaire ;

- aucune mise en cause et/ou sanction publique officielle n'a été prononcée à l'encontre de l'un des membres du Conseil d'administration ou d'un dirigeant mandataire social par des autorités statutaires ou réglementaires (y compris des organismes professionnels désignés) ;
- aucun des membres du Conseil d'administration ou dirigeant mandataire social n'a été déchu par un tribunal du droit d'exercer la fonction de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur, ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

Liens familiaux

À la connaissance de la Société, et à la date du présent document, hormis les liens familiaux existant entre Monsieur Jacques Veyrat (censeur et actionnaire de référence de la Société à travers la société Impala SAS) et Monsieur Simon Veyrat (membre du Conseil d'administration), son fils, il n'existe aucun lien familial entre les membres du Conseil d'administration, ou entre les membres du Conseil d'administration et les dirigeants mandataires sociaux de la Société.

Conflits d'intérêts

Aux termes de l'article 3.3 du règlement intérieur du Conseil d'administration, chaque membre du Conseil d'administration a l'obligation de faire part au Conseil d'administration de toute situation de conflit d'intérêts, même potentiel, et doit s'abstenir de participer au débat et au vote de la délibération correspondante.

À la connaissance de la Société et à la date du présent document, il n'existe aucun conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs des administrateurs ou des dirigeants mandataires sociaux à l'égard de Neoen et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs.

À la connaissance de la Société et à la date du présent document, il n'existe ni arrangement ni accord conclu avec un des principaux actionnaires, un client, un fournisseur ou avec tout autre tiers en vertu duquel un membre quelconque du Conseil d'administration ou un dirigeant mandataire social aurait été nommé au Conseil d'administration, respectivement.

À la connaissance de la Société et à la date du présent document, les restrictions à la libre cession, dans un certain laps de temps, des titres de la Société qu'ils détiennent et acceptées par les membres du Conseil d'administration mentionnés au paragraphe 6.1.1 « composition du Conseil d'administration » du présent document, ou les membres du Comité exécutif de la Société, sont les suivantes :

- les règles relatives à la prévention des délits d'initiés ;
- les règles définies par la Société en application du Code AFEP/MEDEF imposant une obligation de conservation d'actions, à savoir :
 - conformément au règlement intérieur du Conseil d'administration (article 3.10), l'obligation pour chaque membre du Conseil d'administration d'être propriétaire (directement ou indirectement) d'au moins cinq cents actions pendant toute la durée de son mandat et en tout état de cause au plus tard dans les six mois suivant sa nomination,

- l'obligation pour les dirigeants mandataires sociaux de conserver au nominatif, jusqu'à la fin de leurs fonctions, au moins cinq mille actions, nombre minimum fixé par le Conseil d'administration,
- les nombres minimums d'actions issus des attributions gratuites d'actions que doivent conserver jusqu'à la fin de leur mandat les dirigeants mandataires sociaux, tels que fixés dans les règlements des plans correspondants (se reporter au paragraphe 6.3.4.3).

Contrats de services

À la connaissance de la Société et à la date du présent document, il n'existe aucun contrat liant les membres des organes d'administration ou de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales et prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

6.2.2.3 ÉVALUATION ET TRAVAUX DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DES COMITÉS

L'assiduité individuelle des membres du Conseil d'administration aux réunions du Conseil d'administration et de ses Comités tenus au cours de l'exercice 2023 ainsi que la nature de leurs participations sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Conseil d'administration ⁽¹⁾				Comité d'audit			Comité Gouvernance et RSE		
Nombre de séances/réunions	5			4			3		
Durée moyenne	2h30			2h00			1h20		
Administrateurs et censeur	Taux de présence moyen	Nature de la participation		Taux de présence moyen	Nature de la participation		Taux de présence moyen	Nature de la participation	
									
Xavier Barbaro	100 %	5	-	-	-	-	-	-	-
Helen Lee Bouygues ●	100 %	3	2	100 %	4	-	100 %	3	-
FSP ● <i>Représenté par Christophe Gégout</i>	100 %	5	-	100 %	4	-	-	-	-
Sixto ● <i>Représentée par Bertrand Dumazy</i>	100 %	3	2	-	-	-	100 %	3	-
Bpifrance Investissement <i>Représentée par Vanessa Giraud</i>	100 %	5	-	-	-	-	-	-	-
Stéphanie Levan	100 %	5	-	100 %	4	-	-	-	-
Simon Veyrat	100 %	5	-	-	-	-	-	-	-
Jacques Veyrat ⁽²⁾	100 %	5	-	-	-	-	100 %	3	-
Taux de présence moyen	100 % ⁽³⁾	-	-	100 %	-	-	100 %	-	-

 Administrateur indépendant
  Réunions en présentiel
  Réunions par visioconférence

(1) Conformément à la recommandation 12.3 du Code AFEP/MEDEF qui préconise l'organisation d'au moins une réunion annuelle sans la présence des dirigeants mandataires sociaux exécutifs, les membres du Conseil d'administration se sont réunis le 21 décembre 2023 hors présence du président - directeur général. Par ailleurs, un séminaire stratégique a eu lieu le 10 mai 2023. Il est à noter que les statistiques dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des réunions précitées.

(2) Monsieur Jacques Veyrat est censeur du Conseil d'administration.

(3) Taux de présence moyen ne tenant pas compte de l'assiduité du censeur.

(i) Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et des Comités

Conformément à la recommandation 11 du Code AFEP/MEDEF, le Conseil d'administration doit procéder annuellement à l'évaluation de son fonctionnement et procéder au moins tous les trois ans à une évaluation formalisée. En application du règlement intérieur, l'Administrateur Référent est chargé d'assister le Comité Gouvernance et RSE dans ce cadre.

Lors de l'évaluation du fonctionnement du Conseil réalisée en décembre 2022, les pistes d'amélioration suivantes avaient été énoncées :

- renforcer la vigilance du Conseil d'administration en particulier sur les sujets suivants : (i) les contraintes pesant sur la chaîne d'approvisionnement ; et (ii) les risques géopolitiques et les incertitudes qui en découlent pour les activités du Groupe ;
- poursuivre la formation du Conseil d'administration en matière de cybersécurité et l'attention qu'il porte à ce sujet ;
- améliorer la connaissance du Conseil d'administration en matière de recherche et développement, d'innovation et de développement de nouvelles technologies ;

- porter une attention particulière à l'identification et à la gestion de conflits d'intérêts potentiels ;
- préciser davantage les analyses financières s'agissant des décisions d'investissement ou la revue de risques.

Trois sujets ont été considérés comme les plus importants par les administrateurs et le censeur : (i) l'impact des contraintes sur la *supply chain* ; (ii) la cybersécurité ; et (iii) la recherche et développement et l'innovation.

Les mesures suivantes ont été prises en 2023 afin de tenir compte des pistes de réflexion formulées lors de l'évaluation réalisée en 2022 :

- le Conseil d'administration a été régulièrement informé de l'évolution des contraintes pesant sur la chaîne d'approvisionnement, ainsi que des risques géopolitiques et des incertitudes qui en découlent pour les activités du Groupe, il a pu débattre de leur impact sur le Groupe et poser des questions à la direction générale dans le cadre du suivi de ces sujets ;
- une attention particulière a été portée par le Conseil d'administration et le Comité d'audit à la cybersécurité chez Neoen ;

- afin d'améliorer la connaissance du Conseil d'administration en matière de recherche et développement, d'innovation et de développement de nouvelles technologies, la direction générale a mis régulièrement à disposition des administrateurs via la plateforme Dilitrust la documentation couvrant notamment ces sujets ;
- le Conseil a bien porté une attention particulière à l'identification de conflits d'intérêts potentiels ;
- les analyses financières relatives aux décisions d'investissement ou à la revue de risque ont été détaillées et précisées afin de donner une meilleure information au Conseil.

Par ailleurs, une nouvelle évaluation portant sur le fonctionnement du Conseil et de ses Comités a été réalisée à la fin de l'année 2023 par un cabinet indépendant sélectionné par l'Administrateur Référent à l'issue d'une procédure d'appel d'offre et approuvé par le Président du Comité Gouvernance et RSE. Le cabinet indépendant a procédé à des entretiens individuels avec chacun des administrateurs et le censeur en dehors de la présence des dirigeants mandataires sociaux. En outre, cette évaluation a également permis d'apprécier la contribution effective de chaque administrateur et celle du censeur. Les restitutions sur les contributions individuelles de chaque administrateur et du censeur leur ont été faites.

Il est ressorti de cette évaluation une appréciation positive du fonctionnement du Conseil et de ses Comités. Par ailleurs, l'assiduité exemplaire des administrateurs et du censeur à l'ensemble des réunions du Conseil et des Comités tenues en 2023 a été soulignée, avec un taux de participation de 100% et les contributions effectives de chacun des membres du Conseil ont été saluées. Il est à noter que les administrateurs et le censeur sont satisfaits de la composition du Conseil et de ses Comités et de leur fonctionnement en 2023. Le Conseil est très resserré, agile et réactif avec des membres indépendants contributifs et engagés. La communication en séance est ouverte et simple, elle favorise la prise de décision fluide et rapide. Les Comités du Conseil sont professionnels et efficaces et l'excellence de leur travail est reconnue unanimement. Les administrateurs et le censeur reconnaissent la qualité des supports des réunions ainsi que l'utilité des communications du président – directeur général au Conseil entre les réunions. Le séminaire stratégique et l'*executive session* du Conseil ont été très appréciés.

Des pistes de réflexion et des axes d'amélioration ont été identifiés parmi lesquels figurent :

- améliorer la gestion de l'agenda annuel avec des thématiques stratégiques plus spécifiques ;
- investir davantage dans l'informel dans le but de renforcer la cohésion du Conseil ;
- dans la mesure où la Société envisagerait d'ajouter de nouveaux administrateurs indépendants, privilégier les candidats au profil international et avec une expérience du secteur des énergies renouvelables ;
- favoriser une discussion plus structurée sur la communication financière de la Société en amont de sa publication.

(ii) Travaux du Conseil d'administration et des Comités

Les principaux travaux du Conseil d'administration et de ses Comités au cours de l'exercice 2023 sont présentées ci-après.

Conseil d'administration

Au cours de l'exercice 2023, le Conseil d'administration s'est notamment prononcé sur les thèmes suivants :

Comptes et communication financière

L'arrêté des comptes annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 et l'approbation du rapport financier annuel, l'examen des comptes semestriels et l'établissement du rapport financier semestriel, les modalités de la communication financière, le suivi des franchissements de seuils et de l'évolution de la structure de l'actionnariat, l'approbation du budget 2024 avec le plan de financement correspondant

Stratégie

Les orientations stratégiques du Groupe et le focus sur le développement en Australie

Assemblée générale mixte du 10 mai 2023

La préparation de l'assemblée générale mixte du 10 mai 2023 et en particulier des projets de résolutions, la mise en œuvre du programme de rachat d'actions

Rémunération et gouvernance

La rémunération du président - directeur général, l'attribution d'actions gratuites de performance, l'évaluation du niveau de réalisation des conditions de performance des actions gratuites, la répartition de la rémunération des administrateurs, la composition des Comités, les critères d'indépendance des administrateurs, l'évaluation annuelle du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités, les plans de succession, la rétention des talents, l'autorisation de cautions, avals et garanties, la mise à jour du règlement intérieur du Conseil d'administration, la proposition de modification des statuts de la Société

Responsabilité sociale et environnementale

Le suivi de la réalisation des objectifs du *Sustainability Framework* et notamment de la mise en œuvre des politiques en matière de diversité et d'égalité professionnelle et salariale

Projets de développement du Groupe

Le suivi de la croissance du Groupe

Financement

La préparation de l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription (pour plus de détail, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.4.1.2 du présent document)

Comité d'audit

Lors de ses réunions au cours de l'exercice 2023, le Comité d'audit a notamment préparé les séances et/ou délibérations du Conseil d'administration relatives :

- à l'examen des comptes sociaux annuels, des comptes consolidés semestriels et annuels et du budget 2024 ;
- à la bonne application des principes comptables ;
- aux principales estimations comptables et fiscales retenues par le Groupe ;
- aux honoraires des commissaires aux comptes ;
- aux conditions de la communication financière ;
- au suivi des travaux d'audit et des plans d'actions engagés en matière de contrôle interne ;
- à la revue externe du dispositif de contrôle interne en France et au Portugal ;
- à la prévision de trésorerie et aux modes de financement au niveau de la Société ;
- au suivi des opérations de *farm-down* réalisées par le Groupe en 2023 ;
- à la gestion assurantielle des risques au sein du Groupe ;
- à la sécurisation du système d'information ; et
- aux implications de la mise en œuvre progressive des exigences de la CSRD (*Corporate Sustainability Reporting Directive*).

Organisation des travaux

Dans le cadre de sa mission, le Comité d'audit a la faculté d'auditionner :

- les commissaires aux comptes, présents aux réunions du Comité d'audit relatives à l'examen des comptes et des risques, ils répondent aux interrogations soulevées par les membres du Comité ;
- le directeur financier du Groupe, présent à toutes les réunions du Comité d'audit, il répond aux interrogations soulevées par les membres du Comité.

Par ailleurs, le règlement intérieur du Comité d'audit prévoit, dans la mesure du possible, que l'examen des comptes par le Comité d'audit soit réalisé deux jours avant leur examen par le Conseil d'administration. En pratique, le Comité d'audit procède à l'examen des comptes entre 4 et 7 jours avant celui réalisé par le Conseil d'administration.

Enfin, le règlement intérieur du Comité d'audit prévoit la possibilité de recourir à des experts extérieurs, en tant que de besoin, tout en veillant à leur compétence et leur indépendance.

Comité Gouvernance et RSE

Lors de ses réunions au cours de l'exercice 2023, le Comité Gouvernance et RSE a notamment préparé les délibérations du Conseil relatives :

- à la détermination de la rémunération et des avantages du président - directeur général, et notamment la partie variable de sa rémunération 2022, la partie fixe et les conditions de performance de la partie variable de sa rémunération 2023 ;
- à la politique de rémunération des mandataires sociaux ;
- à la répartition de la rémunération des administrateurs pour l'exercice 2023 ;
- à l'attribution d'actions gratuites de performance et à l'évaluation du niveau de réalisation des conditions de performance des actions gratuites ;
- à l'actionnariat salarié ;
- à la politique de diversité du Conseil d'administration et des instances dirigeantes ;
- à la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale ;
- au renouvellement du mandat d'un administrateur lors de l'assemblée générale du 10 mai 2023 ;
- à la composition du Conseil d'administration, notamment au regard des critères d'indépendance, de parité hommes-femmes et de compétences représentées au sein du Conseil ;
- à l'évaluation annuelle du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités ;
- aux plans de succession ;
- à l'examen de la conformité aux recommandations du Code AFEP/MEDEF ;
- à la revue de la déclaration de performance extra-financière préparée par la Société sur une base volontaire ;
- aux orientations stratégiques pluriannuelles en matière de responsabilité sociale et environnementale et notamment aux résultats d'avancement des objectifs du *Sustainability Framework* et à l'avantage compétitif tiré par le Groupe de son excellence en matière de RSE ; et
- à la mise à jour du règlement intérieur du Conseil d'administration et des statuts de la Société.

Par ailleurs, le président - directeur général assiste aux séances du Comité Gouvernance et RSE, étant précisé qu'il n'assiste pas aux délibérations ni aux propositions portant sur sa rémunération.

6.2.2.4 COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration s'appuie sur les travaux effectués au sein de ses deux Comités spécialisés : le Comité d'audit et le Comité Gouvernance et RSE. La possibilité pour le Conseil d'administration de créer ces Comités est prévue dans les statuts

de la Société et les principales modalités d'organisation et de fonctionnement de ces Comités sont fixées dans le règlement intérieur du Conseil d'administration. Le Comité d'audit et le Comité Gouvernance et RSE possèdent également chacun leur propre règlement intérieur.

La composition de ces Comités spécialisés est conforme aux recommandations du Code AFEP/MEDEF.

(i) Comité d'audit



- Suivi du processus d'élaboration de l'information financière
- Examen des comptes sociaux et des comptes consolidés semestriels et annuels, ainsi que du budget
- Suivi de l'efficacité des systèmes de contrôle interne, d'audit interne et de gestion des risques relatifs à l'information financière et comptable
- Suivi de sélection et du renouvellement des commissaires aux comptes, ainsi que de leur indépendance
- Suivi de la prévision de trésorerie et des modes de financement du Groupe
- Suivi de la gestion assurantielle des risques
- Suivi des travaux de sécurisation des systèmes d'information

En 2023



(A) Composition

Le Comité d'audit est composé de 3 membres tous choisis parmi les administrateurs et dont au moins deux tiers sont désignés parmi les membres indépendants du Conseil d'administration au sens de l'article 1.2 du règlement intérieur du Conseil d'administration.

Conformément aux dispositions légales applicables, les membres du Comité doivent disposer de compétences particulières en matière financière, comptable ou de contrôle légal des comptes.

La durée du mandat des membres du Comité d'audit coïncide avec celle de leur mandat de membre du Conseil d'administration. Il peut faire l'objet d'un renouvellement en même temps que ce dernier.

Le Président du Comité d'audit est désigné, après avoir fait l'objet d'un examen particulier, par le Conseil d'administration, sur proposition du Comité Gouvernance et RSE, parmi les membres indépendants au sens de l'article 1.2 du règlement intérieur du Conseil d'administration. Le Comité d'audit ne peut comprendre aucun dirigeant mandataire social exécutif.

(B) Travaux du Comité d'audit en 2023

Pour le détail des travaux du Comité d'audit en 2023, se référer au paragraphe 6.2.2.3 (ii) du présent document.

(ii) Comité Gouvernance et RSE



- Propositions de nomination (i) des membres du Conseil conformément à la procédure de sélection des administrateurs, (ii) des membres des Comités et (iii) des dirigeants sociaux de la Société
- Évaluation annuelle de l'indépendance des membres du Conseil
- Propositions au Conseil concernant les éléments et conditions de la rémunération du président - directeur général et du directeur général délégué
- Détermination de la politique générale de rémunération des autres membres du Comité exécutif
- Propositions au Conseil concernant la méthode de répartition de l'enveloppe globale annuelle de rémunération des administrateurs allouée par l'assemblée générale
- Suivi de la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale
- Suivi de la politique en matière de gestion des risques sociaux et environnementaux
- Examen de l'information extra-financière

En 2023



(A) Composition

Le Comité Gouvernance et RSE est composé de 3 membres dont la majorité sont des membres indépendants du Conseil d'administration au sens de l'article 1.2 du règlement intérieur du Conseil d'administration. Ils sont désignés par le Conseil d'administration parmi ses membres ou parmi les censeurs et en considération notamment de leur indépendance et de leur compétence en matière de sélection ou de rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés cotées, ainsi qu'en matière de RSE. Le Comité Gouvernance et RSE ne peut comprendre aucun dirigeant mandataire social exécutif.

La durée du mandat des membres du Comité Gouvernance et RSE coïncide avec celle de leur mandat de membre du Conseil d'administration ou de censeur. Il peut faire l'objet d'un renouvellement en même temps que ce dernier.

Le Président du Comité Gouvernance et RSE est désigné par le Conseil d'administration parmi ses membres indépendants. Le secrétariat des travaux du Comité est assuré par toute personne désignée par le Président du Comité ou en accord avec celui-ci.

(B) Travaux du Comité Gouvernance et RSE en 2023

Pour le détail des travaux du Comité Gouvernance et RSE en 2023, se référer au paragraphe 6.2.2.3 (ii) du présent document.

6.2.2.5 MODALITÉS PARTICULIÈRES DE PARTICIPATION À L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

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

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

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

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

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

dans les conditions prévues par la loi et les règlements.

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

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

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux membres de l'assemblée présents qui disposent du plus grand nombre de voix, et acceptant ces fonctions. Le bureau désigne le secrétaire, lequel peut être choisi en dehors des actionnaires.

Il est tenu une feuille de présence dans les conditions prévues par la loi.

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

Les délibérations de l'assemblée générale ordinaire sont prises à la majorité des voix exprimées par les actionnaires présents ou représentés. Les voix exprimées ne comprennent pas celles attachées aux actions pour lesquelles l'actionnaire n'a pas pris part au vote, s'est abstenu ou a voté blanc ou nul.

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

Les délibérations de l'assemblée générale extraordinaire sont prises à la majorité de deux tiers des voix exprimées par les actionnaires présents ou représentés. Les voix exprimées ne comprennent pas celles attachées aux actions pour lesquelles l'actionnaire n'a pas pris part au vote, s'est abstenu ou a voté blanc ou nul.

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

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

6.3 RÉMUNÉRATIONS DE L'ENSEMBLE DES MANDATAIRES SOCIAUX

6.3.1 POLITIQUE DE RÉMUNÉRATIONS

La Société se réfère de manière générale, et en particulier en matière de rémunération, aux recommandations du Code AFEP/MEDEF, telles qu'interprétées par le Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise (HCGE) dans son Guide d'application du Code AFEP/MEDEF ainsi que ses rapports d'activité et aux recommandations de l'AMF figurant notamment dans son guide d'élaboration des documents d'enregistrement universels, dans sa recommandation 2012-02 ainsi que dans son dernier rapport sur le gouvernement d'entreprise et la rémunération des dirigeants des sociétés cotées.

Conformément aux articles L. 22-10-8 et R. 22-10-14 du Code de commerce, la politique de rémunération des mandataires sociaux établie par le Conseil d'administration, sur proposition du Comité Gouvernance et RSE, fait l'objet de projets de résolutions (12^e à 14^e résolutions) soumis à l'approbation de l'assemblée générale mixte du 14 mai 2024.

Conformément aux dispositions susvisées, la politique de rémunération des mandataires sociaux est soumise à l'approbation de l'assemblée générale des actionnaires chaque année, et lors de chaque modification importante.

Conformément aux exigences légales et réglementaires applicables, la politique de rémunération des mandataires sociaux doit comporter (i) des informations relatives à l'ensemble des mandataires sociaux et (ii) des éléments spécifiques à chaque catégorie de mandataire social.

Les informations relatives à la politique de rémunération appliquée à l'ensemble des mandataires sociaux sont résumées dans le tableau ci-après :

Critères définis à l'article R. 22-10-14 I. du Code de commerce

Respect de l'intérêt social, contribution à la stratégie commerciale et la pérennité de la Société	La politique de rémunération des mandataires sociaux respecte l'intérêt social et contribue à la stratégie commerciale (décrite au paragraphe 1.1.2 du présent document) et à la pérennité de la Société en (i) prévoyant une revue périodique permettant de vérifier si le niveau de rémunération demeure en lien avec les performances réalisées, tant par la Société que par la personne concernée, et (ii) cherchant à demeurer attractive par rapport aux rémunérations pratiquées sur le marché, principalement au sein de sociétés comparables du secteur, en vue d'attirer et de conserver des talents au sein de ses instances dirigeantes. En particulier, pour les dirigeants mandataires sociaux, les conditions de performance de leur rémunération variable annuelle ont été fixées en lien avec la mise en œuvre de la stratégie commerciale de la Société.
Processus de décision pour sa détermination, sa révision et sa mise en œuvre	La politique de rémunération est fixée par le Conseil d'administration conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, après avoir obtenu des propositions préalables du Comité Gouvernance et RSE, composé majoritairement d'administrateurs indépendants et présidé par un administrateur indépendant. Toute révision et mise en œuvre de la politique de rémunération est fixée par le Conseil d'administration se prononçant à la majorité de ses membres présents et représentés. Les administrateurs s'attachent à respecter les principes édictés dans le Code AFEP/MEDEF ainsi que dans le règlement intérieur du Conseil d'administration, notamment concernant la gestion des conflits d'intérêts potentiels. Les délibérations relatives à la rémunération des dirigeants mandataires sociaux se font hors la présence de ceux-ci.
Prise en considération des conditions de rémunération et d'emploi des salariés de la Société	Le Comité Gouvernance et RSE et le Conseil d'administration de la Société prennent en considération, dans le cadre de la détermination et de la révision de la politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux, les ratios d'équité publiés dans le rapport sur le gouvernement d'entreprise de la Société au titre du <i>say on pay ex post</i> global. En effet, ces ratios permettent d'établir le niveau de la rémunération du président - directeur général et du directeur général délégué, au regard de la rémunération moyenne et médiane sur une base équivalent temps plein des salariés de la Société, autres que les mandataires sociaux.
Méthodes d'évaluation - satisfaction des critères de performance prévus pour la rémunération variable et la rémunération en actions	La bonne réalisation des critères de performance est examinée par le Comité Gouvernance et RSE qui fait part au Conseil d'administration de ses éventuelles observations avant que ce dernier ne se prononce sur le niveau de réalisation des critères de performance.

Critères définis à l'article R. 22-10-14 I. du Code de commerce

Le Conseil d'administration du 28 février 2024 sur proposition du Comité Gouvernance et RSE du 16 février 2024 et après avoir examiné le résultat des votes de la dernière assemblée générale sur la politique de rémunération des administrateurs, du président - directeur général et du directeur général délégué ainsi que sur les informations mentionnées au I de l'article L. 22-10-9 du Code de commerce, a décidé d'apporter les principales modifications suivantes aux politiques de rémunération des mandataires sociaux par rapport à celles précédemment approuvées :

- politique de rémunération du président - directeur général :
 - concernant la rémunération variable annuelle :
 - › actualisation des critères qualitatifs pour 2024 chacun pour part égale ;
 - › ajout d'un critère lié à un objectif de baisse de l'intensité carbone des activités du Groupe appréciée en tonnes de CO₂e par MW installé par technologie ;
 - › précision relative aux modalités d'appréciation des critères quantitatifs de la rémunération variable concernant le chiffre d'affaires et le nombre de nouveaux MW *awarded* ;
 - concernant les attributions gratuites d'actions, préciser le sort des plans en cas de départ contraint et de départ volontaire du Groupe pendant la période d'acquisition ;
- politique de rémunération du directeur général délégué :
 - concernant la rémunération variable annuelle :
 - › actualisation des critères qualitatifs pour 2024 chacun pour part égale ;
 - › ajout d'un critère lié à un objectif de baisse de l'intensité carbone des activités du Groupe appréciée en tonnes de CO₂e par MW installé par technologie ;
 - › précision relative aux modalités d'appréciation des critères quantitatifs de la rémunération variable concernant le chiffre d'affaires et le nombre de nouveaux MW *awarded* international ;
- politique de rémunération des administrateurs :
 - sous condition suspensive du vote par l'assemblée générale des actionnaires de l'augmentation de l'enveloppe globale de 5 %, les montants alloués aux administrateurs seront augmentés de 5 % pour partiellement tenir compte de l'inflation en France sur la période 2020-2023, étant précisé que les critères de répartition de la somme fixe annuelle allouée par l'assemblée générale aux administrateurs demeurent inchangés.

Précisions à apporter en cas de modification de la politique de rémunération

Modalités d'application des dispositions de la politique de rémunération aux mandataires sociaux nouvellement nommés ou dont le mandat est renouvelé, dans l'attente, le cas échéant, de l'approbation par l'assemblée générale des modifications importantes de la politique de rémunération

Les dispositions de la politique de rémunération applicable aux mandataires sociaux ont vocation à s'appliquer aux mandataires sociaux nouvellement nommés ou dont le mandat est renouvelé post-assemblée générale, dans l'attente, le cas échéant, de l'approbation par l'assemblée générale des modifications importantes de la politique de rémunération, mentionnée au II de l'article L. 22-10-8 du Code de commerce.

Dérogations à l'application de la politique de rémunération

Conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, le Conseil d'administration, sur avis du Comité Gouvernance et RSE, se réserve la faculté de déroger temporairement à l'application de la politique de rémunération, en cas de circonstances exceptionnelles, dès lors que cette dérogation est conforme à l'intérêt social et nécessaire pour garantir la pérennité ou la viabilité de la Société. Cette faculté de dérogation du Conseil d'administration concerne tout élément de rémunération de quelque nature que ce soit. En pareille hypothèse, le Conseil statuera sur recommandations du Comité Gouvernance et RSE et vérifiera si les conditions nécessaires pour pouvoir décider une telle dérogation sont satisfaites et justifiera sa décision. Ces justifications seront portées à la connaissance des actionnaires dans le prochain rapport sur le gouvernement d'entreprise. Il est précisé que le président - directeur général n'assiste pas aux délibérations sur ces questions.

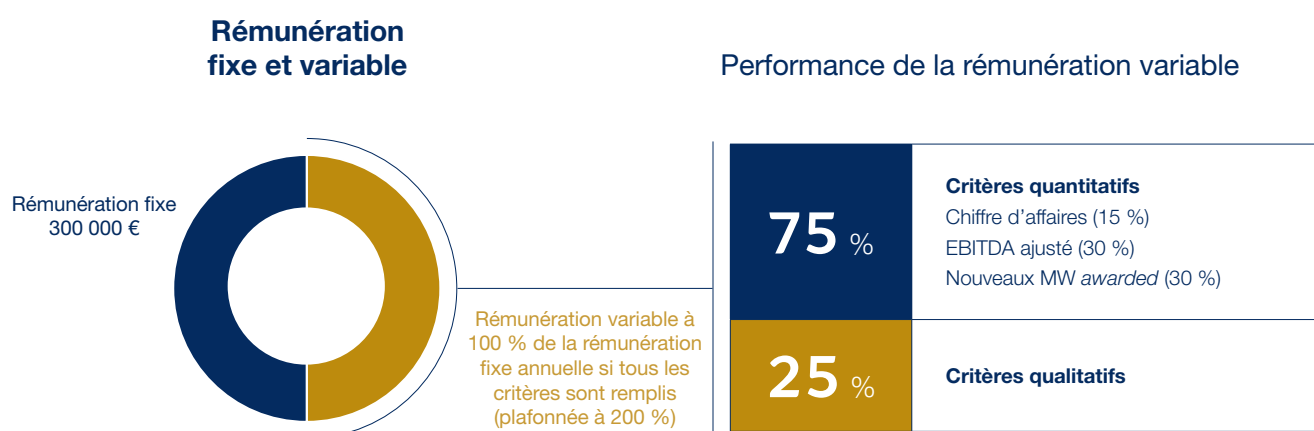
6.3.2 RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX

6.3.2.1 DESCRIPTION DES RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX

(i) Président - directeur général

Au titre de son mandat de président - directeur général de la Société, les rémunérations de Monsieur Xavier Barbaro sont déterminées conformément aux principes édictés ci-après. Ces principes ont été examinés par le Comité Gouvernance et RSE du 16 février 2024 et décidés par le Conseil d'administration le 28 février 2024.

Dans le graphique ci-dessous, toutes les rémunérations et les montants indiqués sont exprimés en montants bruts.



Rémunération

La rémunération du président - directeur général comprend notamment une part fixe et une part variable annuelle, cette dernière étant fonction de critères de performance fixés par le Conseil d'administration, après avis du Comité Gouvernance et RSE, ces critères ayant vocation à être réexaminés régulièrement par le Conseil.

Le versement des éléments de rémunération variables et, le cas échéant, exceptionnels attribués au titre du dernier exercice clos est conditionné à l'approbation par une assemblée générale ordinaire des éléments de rémunération versés au cours ou attribués au titre du dernier exercice clos au président - directeur général (*say on pay ex post* individuel).

En cas de dissociation des fonctions de président et de directeur général, la rémunération prévue pour le directeur général serait celle actuellement prévue pour le président - directeur général, et le président percevrait une rémunération fixe d'un montant déterminé en considération de l'importance de ses missions sans pouvoir excéder le montant de la rémunération fixe du président - directeur général.

Rémunération fixe

Le montant de la rémunération fixe est déterminé par le Conseil d'administration de la Société sur recommandation du Comité Gouvernance et RSE, en prenant en compte les pratiques de place et les rémunérations observées pour des fonctions de même nature dans les sociétés cotées françaises du secteur et de taille comparable.

Le Comité Gouvernance et RSE analyse la situation de la rémunération du président - directeur général une fois par an, sans que cet examen ne donne nécessairement lieu à une révision de la rémunération.

La rémunération fixe annuelle brute du président - directeur général, fixée à 300 000 euros depuis le 1^{er} juin 2022, demeure inchangée pour l'exercice 2024.

Rémunération variable annuelle

S'agissant de la rémunération variable annuelle, il est proposé qu'elle soit basée à hauteur de 75 % sur des critères quantitatifs et à hauteur de 25 % sur des critères qualitatifs, dans l'hypothèse, concernant les critères quantitatifs, d'atteinte des objectifs cibles fixés par référence au budget de la Société, tel qu'approuvé par le Conseil d'administration, ou la *guidance* d'EBITDA ajusté, selon le cas, et, s'agissant du critère de MW awarded, sur la base de l'objectif cible fixé par le Conseil d'administration. Les critères quantitatifs proposés permettent de corréler le montant de la rémunération variable annuelle du président - directeur général aux performances réalisées par le Groupe.

En conformité avec le Code AFEP/MEDEF, le montant de la rémunération variable annuelle serait égal à 100 % de la rémunération fixe annuelle en cas d'atteinte des critères quantitatifs et des critères qualitatifs fixés par le Conseil d'administration, étant précisé qu'en cas de surperformance, le montant maximum de la rémunération variable annuelle ne pourra pas excéder un montant correspondant à 200 % de la rémunération fixe annuelle.

S'agissant des critères quantitatifs :

Les critères quantitatifs retenus représenteraient 75 % de la rémunération brute variable annuelle dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles et seraient appréciés s'agissant du critère de chiffre d'affaires et du critère d'EBITDA ajusté au vu de la réalisation du budget arrêté par le Conseil d'administration et de la *guidance*, respectivement.

Pour chaque critère défini ci-après (i) un seuil de déclenchement par rapport à l'objectif fixé est prévu, (ii) en cas de surperformance dudit critère par rapport à l'objectif fixé, la pondération afférente de ce critère sera accrue afin de tenir compte de cette surperformance et (iii) un seuil maximal de surperformance par rapport à l'objectif fixé est prévu.

Ces critères sont les suivants :

- Critère de chiffre d'affaires :

À hauteur de 15 % de la rémunération brute variable annuelle (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles), prise en considération du niveau de chiffre d'affaires atteint (soit la somme du chiffre d'affaires comptable et des pénalités et indemnités d'assurance éventuelles versées pour compenser le chiffre d'affaires manqué), avec un seuil de déclenchement à compter de l'atteinte de 90 % du montant de chiffre d'affaires prévu au budget arrêté par le Conseil d'administration ainsi que les conditions de surperformance suivantes :

- si le niveau de chiffre d'affaires est compris entre 90 % et 100 % (inclus) du niveau de chiffre d'affaires prévu au budget, le pourcentage réalisé sera pris en considération de manière linéaire. Ainsi, à titre d'exemple, en cas d'atteinte de 95 % du montant du chiffre d'affaires cible, ce critère permettra au président - directeur général de se voir verser 50 % du montant cible de rémunération brute variable annuelle au titre de ce critère (c'est-à-dire, 7,5 % du montant de sa rémunération fixe annuelle) ;
- si le niveau de chiffre d'affaires dépasse 100 % du niveau de chiffre d'affaires prévu au budget, un coefficient multiplicateur de deux s'applique au pourcentage de surperformance réalisé (c'est-à-dire, le pourcentage compris entre 100 % et le niveau atteint). Ainsi, à titre d'exemple, en cas d'atteinte de 120 % du montant du chiffre d'affaires cible, ce critère permettra au président - directeur général de se voir verser 15 % de 140 % (c'est-à-dire, 100 % du montant cible majoré du pourcentage de surperformance (20 %) multiplié par deux) de sa rémunération brute fixe annuelle. Il est précisé que le niveau de surperformance pris en compte aux fins du présent calcul ne peut excéder 125 % du niveau de chiffre d'affaires prévu au budget, de sorte que le montant maximum susceptible d'être dû en cas de surperformance au titre de ce critère ne saurait excéder 15 % de 150 % de sa rémunération fixe annuelle.

- Critère d'EBITDA ajusté :

À hauteur de 30 % de la rémunération brute variable annuelle (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte du niveau d'EBITDA ajusté correspondant au milieu de la fourchette de *guidance* de l'EBITDA ajusté), prise en considération du niveau d'EBITDA ajusté atteint, avec un seuil de déclenchement à compter de l'atteinte de 80 % du montant correspondant au milieu de la fourchette de *guidance* de l'EBITDA ajusté (avec

application linéaire au montant cible du pourcentage atteint entre 80 % et 100 %) et des conditions de surperformance identiques *mutatis mutandis* à celles prévues pour le critère de chiffre d'affaires, étant précisé que le montant maximum susceptible d'être dû en cas de surperformance au titre de ce critère ne saurait excéder 30 % de 150 % de sa rémunération brute fixe annuelle.

- Critère de Nouveaux MW *awarded* :

À hauteur de 30 % de la rémunération brute variable annuelle (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles), prise en considération du nombre de nouveaux MW en phase *awarded* (incluant également tous les nouveaux MW acquis dans le cadre d'éventuelles opérations de croissance externe ainsi que les nouveaux MW étant passés directement à la phase *under construction* sans être passés par la phase *awarded*, les nouveaux MW correspondant à la puissance incrémentale dans le cadre des projets de *repowering* et les nouveaux MW correspondant à la variation de la puissance, étant précisé que le Conseil d'administration pourra également prendre en compte les MW d'un projet *ready-to-build* dont l'état d'avancement permettait d'en lancer la construction mais pour lequel il a été décidé de ne pas le faire et qui a été cédé dans le cadre de la stratégie *farm-down* du Groupe en appliquant, le cas échéant, un coefficient de pondération (les « Nouveaux MW »), avec un seuil de déclenchement à compter de l'atteinte de 50 % du nombre de MW en phase *awarded* cible prévu par le Conseil d'administration (le « Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* », tel que décrit ci-après) et les conditions de surperformance suivantes :

- si le nombre de Nouveaux MW est compris entre 50 % et 100 % (inclus) du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* pour l'exercice concerné, le pourcentage réalisé sera pris en considération de manière linéaire. Ainsi, à titre d'exemple, si le nombre de nouveaux MW atteint 70 % dudit Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded*, ce critère permettra au président - directeur général de se voir verser 40 % du montant cible de rémunération variable au titre de ce critère ;
- si le nombre de Nouveaux MW dépasse 100 % du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* pour l'exercice concerné, un coefficient multiplicateur de deux s'applique au pourcentage de surperformance réalisé (c'est-à-dire, le pourcentage compris entre 100 % et le niveau atteint). Ainsi, à titre d'exemple, si le nombre de Nouveaux MW atteint 200 % du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded*, ce critère permettra au président - directeur général de se voir verser 30 % de 300 % (c'est-à-dire, 100 % ajouté au pourcentage de surperformance (c'est-à-dire, 100 %) multiplié par deux) de sa rémunération brute fixe annuelle. Il est précisé que le niveau de surperformance pris en compte aux fins du présent calcul ne peut excéder 250 % du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* pour l'exercice concerné, de sorte que le montant maximum susceptible d'être dû en cas de surperformance de ce critère ne saurait excéder 30 % de 400 % (c'est-à-dire, 100 % majoré du pourcentage de surperformance maximal (150 %) multiplié par deux) de sa rémunération fixe annuelle.

Le Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* est défini par le Conseil d'administration qui aura la faculté d'ajuster l'objectif de Nouveaux MW *Awarded* pour tenir compte (x) d'un changement du périmètre géographique du Groupe et (y) du nombre d'appels d'offres auxquels la Société aura pu participer au cours de l'exercice, par rapport au nombre d'appels d'offres pris en compte dans le budget de l'année concernée.

S'agissant des critères qualitatifs :

Les critères de performance qualitatifs retenus représenteraient 25 % de la rémunération brute variable annuelle du président - directeur général (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles) et prennent en compte les éléments suivants chacun pour part égale :

- Leadership et organisation au sein de Neoen :
 - entraîner la direction générale de Neoen et l'ensemble de la Société ;
 - développer et conserver les talents dans l'ensemble des implantations de Neoen, en particulier dans les pays-clés, préparer des plans de succession pour les principaux postes ;
 - accompagner les partages d'information entre régions ;
- Croissance :
 - maintenir la même qualité de croissance (au moins la moitié des pays de Neoen doivent contribuer, le mix technologique ainsi que le mix clients doivent être équilibrés) ;
 - continuer d'assurer la croissance du portefeuille *secured* et *advanced development* ;
- Enjeux financiers :
 - maintenir un niveau élevé de *quality of earnings* (i.e., formation de l'EBITDA ajusté à partir de l'ensemble des géographies et des technologies de Neoen et de manière très prédominante par des ventes d'électricité et de manière contenue par des pénalités et du *farm-down*) ;
 - veiller à optimiser les modes de financement du Groupe, en particulier les instruments de dette ;
- Enjeux transverses :
 - poursuivre l'amélioration des pratiques HSE ;
 - poursuivre la mise en œuvre de la politique RSE de Neoen (en particulier, l'internationalisation et la féminisation des équipes de Neoen et la réduction de l'intensité carbone des projets de Neoen appréciée en tonnes de CO₂e par MW installé par technologie) ; et
 - préparer la mise en place de la CSRD.

Le Conseil d'administration pourra revoir annuellement les critères de performance visés ci-dessus aux fins de tenir compte de l'évolution de la situation de la Société, de ses perspectives et de sa stratégie.

Pour chaque critère, l'évaluation de la performance du président - directeur général résulte de la comparaison entre la cible définie et le résultat obtenu.

L'appréciation de l'atteinte de la cible, qui sera réalisée sous la supervision du Comité Gouvernance et RSE, tiendra compte de l'environnement concurrentiel, du contexte de marché, nécessitant, le cas échéant, un ajustement de la mesure de certains critères.

Les critères susvisés contribuent aux objectifs de la politique de rémunération visant le respect de l'intérêt social, la contribution à la pérennité de la Société et sa stratégie commerciale, notamment via une revue périodique permettant de vérifier si le niveau de rémunération demeure en lien avec les performances réalisées, tant par la Société que la personne concernée, et en cherchant à demeurer attractif par rapport aux rémunérations pratiquées sur le marché, principalement au sein de sociétés comparables du secteur, en vue d'attirer et de conserver des talents au sein de ses instances dirigeantes.

Le Conseil d'administration bénéficierait, dans les conditions fixées ci-après, d'un pouvoir discrétionnaire dans l'application de la politique de rémunération concernant la rémunération variable annuelle du président - directeur général afin d'assurer que cette dernière reflète correctement la performance du Groupe. Ainsi, en cas de survenance au cours de l'exercice de circonstances ou d'événements nouveaux – imprévisibles au moment de la détermination de la politique de rémunération – impactant significativement, à la hausse ou à la baisse, le niveau de réalisation des critères de performance attachés à la rémunération variable annuelle, le Conseil d'administration pourrait décider, sur proposition du Comité Gouvernance et RSE, d'utiliser ce pouvoir discrétionnaire à condition de continuer à respecter les principes fixés dans la politique de rémunération et de fournir aux actionnaires une explication claire, précise et complète de son choix. Ce pouvoir discrétionnaire ne porterait que sur une partie limitée de la rémunération variable annuelle et pourrait intervenir à la hausse comme à la baisse sur le montant de la rémunération variable théoriquement atteint, en application des critères de performance, au titre de l'exercice (avec une amplitude maximale de plus ou moins 20 %), sans que cela ne puisse jamais dépasser le plafond global de la rémunération variable annuelle prévu par la politique de rémunération.

Rémunération variable annuelle : modalités de versement

Le versement des éléments de rémunération variable annuelle attribués au titre de l'exercice écoulé est conditionné à l'approbation par l'assemblée générale ordinaire des éléments composant la rémunération et les avantages de toute nature du président - directeur général versés au cours de l'exercice écoulé ou attribués au titre dudit exercice (vote *ex post* individuel).

Rémunération exceptionnelle

Absence de rémunération exceptionnelle, sauf circonstances spécifiques liées à des opérations ayant un effet structurant sur la Société, après avis du Comité Gouvernance et RSE.

Le montant de la rémunération exceptionnelle qui pourrait être ainsi consentie ne pourrait excéder 100 % de la rémunération fixe annuelle brute.

Le versement d'éléments de rémunération exceptionnelle attribués au titre du dernier exercice clos est, en tout état de cause, conditionné à l'approbation par l'assemblée générale ordinaire des éléments composant la rémunération et les avantages de toute nature du président - directeur général versés au cours de l'exercice écoulé ou attribués au titre dudit exercice (vote *ex post* individuel).

Rémunération des activités d'administrateur

Le président - directeur général peut percevoir une rémunération au titre de son mandat d'administrateur. Toutefois, le président - directeur général a fait savoir qu'il renonçait à percevoir une telle rémunération pour sa participation aux travaux du Conseil d'administration de la Société en sa qualité d'administrateur et de président, et ce, tant qu'il exercera les fonctions de directeur général de la Société.

Avantages de toute nature

Le président - directeur général bénéficie d'une voiture de fonctions, prise en charge par la Société à hauteur d'une valorisation de l'avantage en nature correspondant à la valeur maximum de 6 000 euros par an.

Le président - directeur général bénéficie d'une assurance chômage lui assurant une indemnisation, sur une période de douze mois, pouvant aller à un montant maximum équivalent à 70 % de sa rémunération nette fiscale annuelle.

Autres avantages collectifs

Le président - directeur général peut également bénéficier de tous les droits et avantages collectifs dont bénéficient les cadres de la Société (notamment les régimes de retraite, mutuelle, prévoyance, les plans d'épargne salariale lorsque la réglementation en vigueur le permet (y compris, notamment, la participation et l'intéressement), les chèques CESU et autres avantages mis en place par les instances représentatives du personnel etc.).

Options d'actions, actions de performance ou tout autre élément de rémunération de long terme

La Société a inscrit sa politique de rémunération long terme dans une stratégie d'association des cadres dirigeants et personnels clés au capital de la Société compétitive au regard des pratiques de marchés, en conformité avec les objectifs de la politique de rémunération établie par le Conseil d'administration, à savoir le respect de l'intérêt social, la contribution à la stratégie et au développement pérenne du Groupe.

Les attributions d'actions de performance sont décidées par le Conseil d'administration dans les conditions de l'autorisation qui lui a été consentie par l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires.

Le nombre total d'actions pouvant ainsi être attribuées ne pourra excéder un pourcentage déterminé du capital social prévu lors de l'autorisation consentie par l'assemblée générale au Conseil d'administration. À titre indicatif, il est précisé à cet égard que l'autorisation en matière d'attribution gratuite d'actions en cours, consentie par l'assemblée générale du 10 mai 2023 prévoit que le nombre total d'actions existantes ou à émettre attribuées en vertu de cette autorisation aux dirigeants mandataires sociaux de la Société ne pourra représenter plus de 50 % des actions pouvant être attribuées gratuitement en vertu de ladite autorisation.

Le Conseil d'administration s'attache à prévoir une rémunération long terme particulièrement motivante pour les dirigeants mandataires sociaux, notamment le président - directeur général, dont les compétences et l'expertise reconnues sont essentielles pour le Groupe.

La pratique de la Société est d'attribuer gratuitement des actions de performance au président - directeur général une fois tous les

trois ans. La valeur des actions attribuées gratuitement (selon la méthode de valorisation comptable retenue pour les comptes consolidés) au bénéfice du président - directeur général ne pourra excéder un montant égal au produit :

- d'un plafond rapporté à une année : 200 % de la rémunération fixe et variable maximum qui lui est attribuable au titre de l'exercice concerné ;
- le nombre d'années sur lequel porte le plan : c'est-à-dire trois ans.

Toute attribution gratuite d'actions aux dirigeants mandataires sociaux serait ainsi soumise à un double plafond en volume et en montant.

La détermination du nombre d'actions définitivement acquises sera effectuée à l'issue d'une période d'au moins trois ans, en application de conditions de performance qui seront appréciées sur la même période d'au moins trois ans, l'intégralité des actions ainsi attribuées étant subordonnée au respect des conditions de performance, déterminées au regard d'objectifs quantitatifs de la Société, à une condition de présence effective dans le Groupe à l'expiration de la période d'acquisition.

En cas de départ contraint du Groupe, quelle que soit la forme que revêtirait ce départ, intervenant pendant la période d'acquisition, le président - directeur général conservera le droit d'acquérir un nombre d'actions gratuites correspondant au nombre d'actions gratuites qui lui ont été initialement attribuées, tel qu'éventuellement ajusté, au *pro rata temporis* de sa présence au sein du Groupe pendant la période d'acquisition pondéré par le coefficient du niveau de réalisation des conditions de performance appréciées sur la période de présence du président - directeur général au sein du Groupe.

En cas de départ volontaire du Groupe intervenant pendant la période d'acquisition, le président - directeur général perdra le droit d'acquérir les actions gratuites qui lui ont été initialement attribuées, tel qu'éventuellement ajusté, sauf décision du Conseil d'administration, sur proposition du Comité Gouvernance et RSE, de le laisser acquérir un nombre d'actions gratuites correspondant au nombre d'actions gratuites qui lui ont été initialement attribuées, tel qu'éventuellement ajusté, au *pro rata temporis* de sa présence au sein du Groupe pendant la période d'acquisition pondéré par le coefficient du niveau de réalisation des conditions de performance appréciées sur la période de présence du président - directeur général au sein du Groupe.

Les conditions de performance applicables seront exigeantes et concerneront tant les performances financières intrinsèques que boursières du Groupe. Les conditions incluront *a minima* : les seuils à atteindre d'EBITDA ajusté, de nouveaux MW (critère de croissance) ainsi que le taux de rentabilité (*Total Shareholder Return*, ou *TSR*) de l'action de la Société par rapport à celui des sociétés prises en compte dans le SBF 120 (par sextile).

Les dirigeants mandataires sociaux doivent s'engager à ne pas recourir à des opérations de couverture de leurs risques sur les actions de performance qui leur sont attribuées et ce, jusqu'à la fin de la période de conservation des actions éventuellement fixée par le Conseil d'administration.

Le Conseil d'administration pourra (i) décider que les actions attribuées aux dirigeants mandataires sociaux ne peuvent être cédées par les intéressés avant la cessation de leurs fonctions, ou (ii) fixer le nombre d'actions de performance qu'ils sont tenus de conserver au nominatif jusqu'à la cessation de leurs fonctions.

Régime de retraite supplémentaire

Le président - directeur général ne bénéficie pas, à ce jour, de régime de retraite supplémentaire. Le président - directeur général pourra bénéficier, au titre de son mandat social au sein de la Société, d'un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies, conforme aux pratiques du Groupe en faveur de ses cadres dirigeants.

Indemnités de cessation de fonctions : indemnité de départ

Le président - directeur général bénéficie, au titre de la cessation de son mandat social de directeur général de la Société, d'une indemnité de départ en cas de révocation (hors les cas de faute grave ou lourde) ou de non-renouvellement de son mandat social. Cette indemnité sera d'un montant équivalant à six mois de rémunération (un mois étant défini comme étant la somme de (i) la moyenne des rémunérations mensuelles fixes versées les douze mois précédant la fin du mandat social et (ii) la moyenne mensuelle des deux derniers montants de rémunération variable versées).

Conformément au Code AFEP/MEDEF auquel la Société se réfère, le cumul de l'indemnité de départ et de l'indemnité de non-concurrence ne pourra pas excéder vingt-quatre mois de la rémunération totale (rémunération fixe et variable annuelle).

Le versement de l'indemnité sera subordonné à la double condition que (x) la somme des résultats nets du Groupe au titre des deux derniers exercices clos, précédant sa révocation ou, selon le cas l'échéance de son mandat non renouvelé, soit positive et que (y) la moyenne de l'atteinte du critère de la rémunération variable du nombre de nouveaux MW *awarded* au titre des deux derniers exercices clos, précédant sa révocation ou, selon le cas l'échéance de son mandat non renouvelé, soit égale ou supérieure à la moyenne de 50 % des cibles au titre de ce même critère et desdits deux exercices clos.

Indemnité de non-concurrence

Le président - directeur général bénéficie, au titre de la cessation de son mandat social de directeur général de la Société, d'une indemnité de non-concurrence au titre de son obligation de ne pas exercer, sur le territoire français, à quelque titre que ce soit, une activité concurrente à celle de la Société et de ne pas s'intéresser directement ou indirectement à toutes activités pouvant concurrencer les activités de la Société pendant une durée de douze mois à compter de la cessation desdites fonctions.

Cette indemnité sera versée mensuellement pendant les douze mois suivant la cessation desdites fonctions pour un montant égal à 70 % de sa rémunération (un mois de rémunération étant défini comme étant la somme de (i) la moyenne des rémunérations mensuelles fixes versées les douze mois précédant la fin du mandat social et (ii) la moyenne mensuelle des deux derniers montants de rémunération variable versées).

Cette indemnité ne peut être versée dès lors que (i) le directeur général fait valoir ses droits à la retraite et/ou (ii) qu'il dépasse l'âge de 65 ans.

La Société, par le biais de son Conseil d'administration, se réserve la faculté, notamment en cas de faute caractérisée ou de difficultés financières majeures, de renoncer unilatéralement à cet engagement de non-concurrence à la date de cessation des fonctions du dirigeant mandataire social, auquel cas ce dernier sera libre de tout engagement et aucune indemnité ne lui sera due.

Cette politique de rémunération est soumise à l'approbation de l'assemblée générale, au titre d'une résolution reproduite ci-dessous :

« Treizième résolution (Approbation de la politique de rémunération applicable au président - directeur général)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, connaissance prise du rapport sur le gouvernement d'entreprise visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce, approuve, en application de l'article L. 22-10-8 II du Code de commerce, la politique de rémunération applicable au président - directeur général, telle que présentée au sein des paragraphes 6.3.1 et 6.3.2.1 (i) du rapport sur le gouvernement d'entreprise intégré dans le document d'enregistrement universel 2023 au chapitre 6 ».

(ii) Directeur général délégué

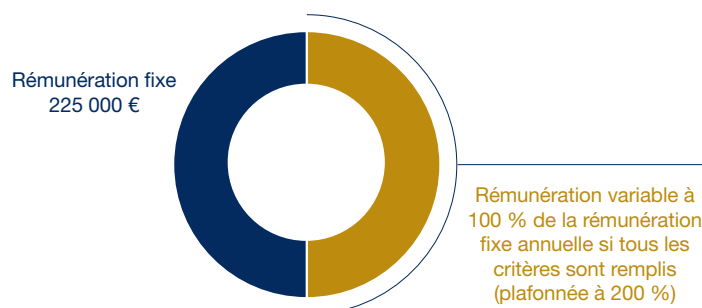
Monsieur Romain Desrousseaux a été nommé directeur général délégué par décision du Conseil d'administration du 17 avril 2019 sur proposition du président - directeur général et après avoir recueilli l'avis du Comité Gouvernance et RSE. Le mandat de Monsieur Romain Desrousseaux en qualité de directeur général délégué a été renouvelé lors de la réunion du Conseil d'administration du 14 mars 2022, sur proposition du Comité Gouvernance et RSE, pour une durée coïncidant avec celle du mandat du président - directeur général. Le renouvellement du mandat de Monsieur Romain Desrousseaux a pris effet lors du renouvellement du mandat du président - directeur général à l'issue de l'assemblée générale annuelle du 25 mai 2022. Pour plus d'information, se reporter au paragraphe 6.2.2.1 du présent document.

Monsieur Romain Desrousseaux est exclusivement rémunéré au titre de son contrat de travail conclu avec la Société avant sa nomination en tant que directeur général délégué (sous réserve des éventuelles attributions gratuites d'actions qui ont pu ou peuvent lui être consenties à raison de son mandat social).

L'article R. 22-10-14 II du Code de commerce, sur renvoi du L. 22-10-8, précise que les informations relatives à la politique de rémunération de chaque dirigeant mandataire social portent sur les rémunérations pouvant être attribuées en raison du mandat concerné. Dans la mesure où le directeur général délégué ne perçoit aucune rémunération au titre de son mandat, sous réserve des éventuelles attributions gratuites d'actions qui ont pu ou peuvent lui être consenties à raison de son mandat social, il serait possible, conformément aux dispositions susvisées, de cantonner le contenu de sa politique de rémunération à ces attributions. Il a été néanmoins décidé de soumettre, au vote de la prochaine assemblée générale, une politique de rémunération du directeur général délégué portant sur l'ensemble des éléments de rémunérations et avantages susceptibles de lui être attribués tant au titre de son mandat social que de son contrat de travail, telle qu'elle figure ci-dessous.

Dans le graphique ci-dessous, toutes les rémunérations et les montants indiqués sont exprimés en montants bruts.

Rémunération fixe et variable



Performance de la rémunération variable

75 %	Critères quantitatifs Chiffre d'affaires (10 %) EBITDA ajusté (20 %) Nouveaux MW awarded (45 %)
25 %	Critères qualitatifs

Rémunération

En cas d'éventuelle évolution de la gouvernance de la Société, si le ou les directeurs généraux délégués n'étaient pas liés à la Société ou à l'une de ses filiales par un contrat de travail, il pourrait leur être attribué, au titre de leur mandat social de directeur général délégué, des rémunérations et avantages conformes à la politique de rémunération décrite ci-après.

En pareille hypothèse, le versement des éléments de rémunération variables et, le cas échéant, exceptionnels attribués au(x) directeur(s) génér(al/aux) délégué(s) en raison dudit mandat et au titre du dernier exercice clos serait conditionné à l'approbation par une assemblée générale ordinaire des éléments de rémunération versés au cours ou attribués au titre du dernier exercice clos au directeur général délégué bénéficiaire (*say on pay ex post* individuel).

Rémunération fixe

Une rémunération fixe est versée par la Société au directeur général délégué au titre de son contrat de travail. Il ne perçoit donc aucune rémunération fixe versée par la Société au titre de son mandat de directeur général délégué.

La rémunération fixe annuelle brute du directeur général délégué, fixée à 225 000 euros depuis le 1^{er} juin 2022, demeure inchangée pour l'exercice 2024.

Rémunération variable annuelle

Conformément au contrat de travail du directeur général délégué, la partie variable annuelle est exprimée en pourcentage de la rémunération fixe annuelle. Cette partie variable annuelle est calculée sur la base du degré d'atteinte d'objectifs. Ceux-ci sont fixés en fonction de différents critères. Ces critères sont, à hauteur de 75 %, des critères quantitatifs dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles fixés par référence au budget de la Société, tel qu'approuvé par le Conseil d'administration ou la *guidance* d'EBITDA ajusté, selon le cas, et, s'agissant du critère de MW awarded, sur la base de l'objectif cible fixé par le Comité Gouvernance et RSE pour les projets dont la responsabilité lui aurait été confiée et, à hauteur de 25 %, des critères qualitatifs. Chaque année, le montant de la rémunération variable annuelle du directeur général délégué attribuée au titre de l'exercice écoulé est déterminé par le Comité Gouvernance et RSE qui en informe le Conseil d'administration.

En conformité avec le Code AFEP/MEDEF, la rémunération variable annuelle est plafonnée à 100 % de sa rémunération fixe annuelle en

cas d'atteinte des critères quantitatifs et des critères qualitatifs fixés, étant précisé qu'en cas de surperformance, le montant maximum de la rémunération variable annuelle ne pourrait pas excéder un montant correspondant à 200 % de sa rémunération fixe annuelle.

Pour chaque critère défini ci-après (i) un seuil de déclenchement par rapport à l'objectif fixé est prévu, (ii) en cas de surperformance dudit critère par rapport à l'objectif fixé, la pondération afférente de ce critère est accrue afin de tenir compte de cette surperformance et (iii) un seuil maximal de surperformance par rapport à l'objectif fixé est prévu.

Les critères quantitatifs seraient les suivants :

- Critère de chiffre d'affaires :

À hauteur de 10 % de la rémunération variable annuelle (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles), prise en considération du niveau de chiffre d'affaires atteint (soit la somme du chiffre d'affaire comptable et des pénalités et indemnités d'assurance éventuelles versées pour compenser le chiffre d'affaires manqué), avec un seuil de déclenchement à compter de l'atteinte de 90 % du montant de chiffre d'affaires prévu au budget arrêté par le Conseil d'administration ainsi que les conditions de surperformance suivantes :

- si le niveau de chiffre d'affaires est compris entre 90 % et 100 % (inclus) du niveau de chiffre d'affaires prévu au budget, le pourcentage réalisé serait pris en considération de manière linéaire. Ainsi, à titre d'exemple, en cas d'atteinte de 95 % du montant du chiffre d'affaires cible, ce critère permettrait au directeur général délégué de se voir verser 50 % du montant cible de rémunération variable annuelle au titre de ce critère ;
- si le niveau de chiffre d'affaires dépasse 100 % du niveau de chiffre d'affaires prévu au budget, un coefficient multiplicateur de deux s'appliquerait au pourcentage de surperformance réalisé (c'est-à-dire, le pourcentage compris entre 100 % et le niveau atteint). Ainsi, à titre d'exemple, en cas d'atteinte de 120 % du montant du chiffre d'affaires cible, ce critère permettrait au directeur général délégué de se voir verser 10 % de 140 % (c'est-à-dire, 100 % du montant cible majoré du pourcentage de surperformance (20 %) multiplié par deux). Il est précisé que le niveau de surperformance pris en compte aux fins du présent calcul ne peut excéder 125 % du niveau de chiffre d'affaires prévu au budget.

- Critère d'EBITDA ajusté :

À hauteur de 20 % de la rémunération variable annuelle (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles), prise en considération du niveau d'EBITDA ajusté atteint, avec un seuil de déclenchement à compter de l'atteinte de 80 % du montant correspondant au milieu de la fourchette de *guidance* d'EBITDA ajusté (avec application linéaire au montant cible du pourcentage atteint entre 80 % et 100 %) et des conditions de surperformance identiques *mutatis mutandis* à celles prévues pour le critère de chiffre d'affaires. Il est précisé que le niveau de surperformance pris en compte aux fins du présent calcul ne peut excéder 125 % du montant correspondant au milieu de la fourchette de *guidance* d'EBITDA ajusté.

- Critère de Nouveaux MW *awarded* :

À hauteur de 45 % de la rémunération variable annuelle (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles), prise en considération du nombre de nouveaux MW en phase *awarded* des projets dont la responsabilité lui aurait été confiée (incluant également tous les nouveaux MW acquis dans le cadre d'éventuelles opérations de croissance externe ainsi que les nouveaux MW étant passés directement à la phase *under construction* sans être passés par la phase *awarded*, les nouveaux MW correspondant à la puissance incrémentale dans le cadre des projets de *repowering* et les nouveaux MW correspondant à la variation de la puissance, étant précisé que le Comité Gouvernance et RSE pourra également prendre en compte les MW d'un projet *ready-to-build* dont l'état d'avancement permettait d'en lancer la construction mais pour lequel il a été décidé de ne pas le faire et qui a été cédé dans le cadre de la stratégie *farm-down* du Groupe en appliquant, le cas échéant, un coefficient de pondération) (les « Nouveaux MW International »), avec un seuil de déclenchement à compter de l'atteinte de 50 % du nombre de MW *awarded* cible fixé par le Comité Gouvernance et RSE pour les projets dont la responsabilité lui aurait été confiée (le « Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* International », tel que décrit ci-après) et les conditions de surperformance suivantes :

- si le nombre de Nouveaux MW International est compris entre 50 % et 100 % (inclus) du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* International pour l'exercice concerné, le pourcentage réalisé serait pris en considération de manière linéaire. Ainsi, à titre d'exemple, si le nombre de nouveaux MW atteint 70 % dudit Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* International, ce critère permettra au directeur général délégué de se voir verser 40 % du montant cible de rémunération variable au titre de ce critère ;
- si le nombre de Nouveaux MW International dépasse 100 % du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* International pour l'exercice concerné, un coefficient multiplicateur de deux s'appliquerait au pourcentage de surperformance réalisé (c'est-à-dire, le pourcentage compris entre 100 % et le niveau atteint). Ainsi, à titre d'exemple, si le nombre de Nouveaux MW International atteint 200 % du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* International, ce critère permettrait au directeur général délégué de se voir verser 45 % de 300 % (c'est-à-dire, 100 % ajouté au pourcentage de surperformance (c'est-à-dire, 100 %) multiplié par deux) de sa rémunération fixe annuelle. Il est précisé que le niveau de surperformance pris en compte

aux fins du présent calcul ne peut excéder 250 % du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* International pour l'exercice concerné, de sorte que le montant maximum susceptible d'être dû en cas de surperformance de ce critère ne saurait excéder 45 % de 400 % (c'est-à-dire, 100 % du nombre cible majoré du pourcentage de surperformance maximal (150 %) multiplié par deux) de sa rémunération fixe annuelle.

Le Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* International est fixé par le Comité Gouvernance et RSE. Il aura la faculté d'ajuster l'objectif du Nombre Cible Annuel de Nouveaux MW *Awarded* International pour tenir compte (x) d'un changement du périmètre géographique du Groupe et (y) du nombre d'appels d'offres auxquels la Société aura pu participer au cours de l'exercice, par rapport au nombre d'appels d'offres pris en compte dans le budget de l'année concernée.

Le critère de performance qualitatif retenu représenterait 25 % de la rémunération variable annuelle brute du directeur général délégué (ce pourcentage étant applicable dans l'hypothèse d'atteinte des objectifs cibles) et prendrait en compte les éléments suivants chacun pour part égale :

- Assurer la croissance dans au moins la moitié des pays où Neoen est présent tout en rationalisant (dans un esprit d'*active portfolio management*) son portefeuille dans d'autres ;
- Recruter de nouveaux talents, développer les équipes existantes, en particulier dans les pays-clés comme l'Australie ou les pays nordiques ;
- Poursuivre le développement de la plateforme d'*energy management* de Neoen ;
- Enjeux transverses : poursuivre la mise en œuvre de la politique RSE de Neoen (en particulier, la poursuite de l'internationalisation et de la féminisation des équipes de Neoen et la réduction de l'intensité carbone des projets de Neoen appréciée en tonnes de CO₂e par MW installé par technologie).

Rémunération variable : modalités de versement

Le versement de la rémunération variable annuelle du directeur général délégué attribuée au titre de l'exercice écoulé, étant exclusivement lié à son contrat de travail, il n'est pas conditionné à l'approbation par l'assemblée générale ordinaire des éléments composant sa rémunération et ses avantages de toute nature versés au cours de l'exercice écoulé ou attribués au titre dudit exercice (vote *ex post* individuel).

Rémunération exceptionnelle

Absence de rémunération exceptionnelle, sauf circonstances spécifiques liées à des opérations ayant un effet structurant sur la Société, après avis du Comité Gouvernance et RSE. Ce type de rémunération serait liée au contrat de travail.

En conséquence, le versement d'éléments de rémunération exceptionnelle attribués au titre de l'exercice écoulé ne serait, en tout état de cause, pas conditionné à l'approbation par l'assemblée générale ordinaire des éléments composant sa rémunération et ses avantages de toute nature versés au cours de l'exercice écoulé ou attribués au titre dudit exercice (vote *ex post* individuel).

Rémunération des activités d'administrateur

Non applicable.

Autres avantages collectifs

Le directeur général délégué peut également bénéficier de tous les droits et avantages collectifs dont bénéficient les cadres de la Société (notamment les régimes de retraite, mutuelle, prévoyance, les plans d'épargne salariale lorsque la réglementation en vigueur le permet (y compris, notamment, la participation et l'intéressement), les chèques CESU et autres avantages mis en place par les instances représentatives du personnel etc.).

Options d'actions, actions de performance ou tout autre élément de rémunération de long terme

La Société a inscrit sa politique de rémunération long terme dans une stratégie d'association des cadres dirigeants et personnels clés au capital de la Société compétitive au regard des pratiques de marchés, en conformité avec les objectifs de la politique de rémunération, à savoir le respect de l'intérêt social, la contribution à la stratégie et au développement pérenne du Groupe.

Les attributions d'actions de performance sont décidées par le Conseil d'administration dans les conditions de l'autorisation qui lui a été consentie par l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires.

Le nombre total d'actions ainsi attribuées ne pourra excéder un pourcentage déterminé du capital social prévu lors de l'autorisation consentie par l'assemblée générale au Conseil d'administration. A titre indicatif, il est précisé à cet égard que l'autorisation en matière d'attribution gratuite d'actions en cours, consentie par l'assemblée générale du 10 mai 2023 prévoit que le nombre total d'actions existantes ou à émettre attribuées en vertu de cette autorisation aux dirigeants mandataires sociaux de la Société ne pourra représenter plus de 50 % des actions pouvant être attribuées gratuitement en vertu de ladite autorisation.

La Société s'attache à prévoir une rémunération long terme particulièrement motivante pour les dirigeants mandataires sociaux, notamment le(s) directeur(s) général(aux) délégué(s), dont les compétences et l'expertise reconnues sont essentielles pour le Groupe.

La pratique de la Société est d'attribuer gratuitement les actions de performance au directeur général délégué une fois tous les trois ans. La valeur des actions attribuées gratuitement (selon la méthode de valorisation comptable retenue pour les comptes consolidés) au bénéfice du directeur général délégué ne pourra excéder un montant égal au produit :

- d'un plafond rapporté à une année : 200 % de la rémunération fixe et variable maximum qui lui est attribuable au titre de l'exercice concerné ;
- le nombre d'années sur lequel porte le plan : c'est-à-dire trois ans.

Toute attribution gratuite d'actions aux dirigeants mandataires sociaux serait ainsi soumise à un double plafond en volume et en valeur.

La détermination du nombre d'actions définitivement acquises sera effectuée à l'issue d'une période d'au moins trois ans, en application de conditions de performance qui seront appréciées sur la même période d'au moins trois ans, l'intégralité des actions

ainsi attribuées étant subordonnée au respect des conditions de performance, déterminées au regard d'objectifs quantitatifs de la Société, à une condition de présence effective dans le Groupe (que ce soit au titre de son mandat social ou en tant que salarié) à l'expiration de la période d'acquisition. Les conditions de performance applicables seront exigeantes et concerneront tant les performances financières intrinsèques que boursières du Groupe. Les conditions incluront *a minima* : les seuils à atteindre d'EBITDA ajusté, de nouveaux MW (critère de croissance) ainsi que le taux de rentabilité (*Total Shareholder Return*, ou *TSR*) de l'action de la Société par rapport à celui des sociétés prises en compte dans le SBF 120 (par sextile).

Les dirigeants mandataires sociaux doivent s'engager à ne pas recourir à des opérations de couverture de leurs risques sur les actions de performance qui leur sont attribuées et ce, jusqu'à la fin de la période de conservation des actions éventuellement fixée par le Conseil d'administration.

Le Conseil d'administration pourra (i) décider que les actions attribuées aux dirigeants mandataires sociaux ne peuvent être cédées par les intéressés avant la cessation de leurs fonctions, ou (ii) fixer le nombre d'actions de performance qu'ils sont tenus de conserver au nominatif jusqu'à la cessation de leurs fonctions.

Indemnités de cessation de fonctions : indemnité de départ

Le directeur général délégué ne bénéficie pas, ni au titre de son mandat ni au titre de son contrat de travail, d'une indemnité spécifique en cas de cessation de fonctions.

Périodes de préavis du contrat de travail

Le directeur général délégué est soumis, au titre de son contrat de travail à durée indéterminée, à un préavis de trois mois en cas de démission.

Conditions de résiliation du contrat de travail

Le directeur général délégué dispose de la faculté de démissionner de son contrat de travail.

La Société dispose de la possibilité de procéder à un licenciement, sous réserve d'avoir un motif, ou une rupture conventionnelle.

Indemnité de non-concurrence

Le directeur général délégué bénéficie, au titre de la cessation de son contrat de travail avec la Société, d'une indemnité de non-concurrence en contrepartie de l'application de la clause qui a pour conséquence de limiter le libre exercice d'une activité professionnelle. Le directeur général délégué percevra mensuellement, à compter de la cessation de son contrat de travail et durant toute l'application de la clause (d'une durée de 12 mois), une indemnité financière calculée comme suit :

- 33 % de la rémunération mensuelle fixe brute perçue à la date de cessation des relations contractuelles s'il se retrouve sans emploi ; et
- 20 % de la rémunération mensuelle fixe brute perçue à la date de cessation des relations contractuelle s'il a retrouvé un emploi.

Régime de retraite supplémentaire

Le directeur général délégué pourra bénéficier d'un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies, conforme aux pratiques du Groupe en faveur de ses cadres dirigeants.

Cette politique de rémunération du directeur général délégué est soumise au vote de l'assemblée générale du 14 mai 2024 au titre de la résolution reproduite ci-dessous :

« Quatorzième résolution (Approbation de la politique de rémunération applicable au directeur général délégué)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, connaissance prise du rapport sur le gouvernement d'entreprise visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce, approuve, en application de l'article L. 22-10-8 II du Code de commerce, la politique de rémunération applicable au directeur général délégué, telle que présentée au sein des paragraphes 6.3.1 et 6.3.2.1 (ii) du rapport sur le gouvernement d'entreprise intégré dans le document d'enregistrement universel 2023 au chapitre 6 ».

6.3.2.2 SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX EXÉCUTIFS (XAVIER BARBARO ET ROMAIN DESROUSSEAUX)

Les tableaux ci-dessous suivent la présentation standardisée recommandée dans le Code AFEP/MEDEF et par l'AMF.

Tableau 1 – Synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées à chaque dirigeant mandataire social exécutif (nomenclature AMF)

(En euros)	2022 ⁽¹⁾	2023 ⁽¹⁾
Xavier Barbaro, président - directeur général		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (détaillées au Tableau 2)	621 565,70 ⁽²⁾	620 544,24 ⁽²⁾
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	-	-
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice	-	-
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice	-	-
Valorisation des autres plans de rémunération de long terme	-	-
TOTAL	621 565,70	620 544,24
Romain Desrousseaux, directeur général délégué		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (détaillées au Tableau 2)	461 231,25 ⁽³⁾	515 385,73 ⁽³⁾
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	-	-
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice	-	-
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice	-	-
Valorisation des autres plans de rémunération de long terme	-	-
TOTAL	461 231,25	515 385,73

(1) Sur une base brute (avant charges sociales et impôts).

(2) Pour les besoins du présent tableau, il est précisé que ce montant n'inclut pas les avantages en nature d'un montant de 4 580,28 euros (correspondant au véhicule de fonction) et d'un montant de 11 266,13 et 12 045,82 euros (correspondant aux primes d'assurance chômage) pris en compte dans le Tableau 2 ci-dessous respectivement en 2022 et 2023. Ce montant n'inclut pas non plus l'intéressement versé en 2023 au titre de 2022 d'un montant de 22 750 euros, ni l'intéressement attribué en 2024 au titre de 2023 d'un montant de 23 500 euros (se référer au paragraphe 6.3.2.3, dans les tableaux relatifs au say on pay ex post individuel des dirigeants mandataires sociaux).

(3) Pour les besoins du présent tableau, il est précisé que ce montant n'inclut pas (i) l'intéressement versé en 2023 au titre de 2022 d'un montant de 21 625 euros ni l'intéressement attribué en 2024 au titre de 2023 d'un montant de 23 500 euros - se référer au paragraphe 6.3.2.4 (dans les tableaux relatifs au say on pay ex post individuel des dirigeants mandataires sociaux); et (ii) la prime de partage de la valeur au titre de 2023 versée à l'ensemble des salariés éligibles de la Société.

Tableau 2 – Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social exécutif (nomenclature AMF)

(En euros)	2022 ⁽¹⁾		2023 ⁽¹⁾	
	Montants attribués ⁽²⁾	Montants versés ⁽²⁾	Montants attribués ⁽²⁾	Montants versés ⁽²⁾
Xavier Barbaro, président - directeur général⁽³⁾				
Rémunération fixe	279 166,70	279 166,70	300 000,00	300 000,00
Rémunération variable annuelle ⁽⁴⁾	342 399,00	342 399,00	320 544,24	-
Rémunération variable pluriannuelle	-	-	-	-
Rémunération exceptionnelle	-	-	-	-
Rémunération des activités d'administrateur	-	-	-	-
Avantages de toute nature ⁽⁵⁾	4 580,28 (véhicule de fonction) 11 266,13 (assurance chômage)	15 846,41	4 580,28 (véhicule de fonction) 12 045,82 (assurance chômage)	16 626,10
TOTAL	637 412,11	637 412,11	637 170,34	316 626,10
Romain Desrousseaux, directeur général délégué⁽³⁾⁽⁶⁾				
Rémunération fixe	206 250,00	206 250,00	225 000,00	225 000,00
Rémunération variable annuelle ⁽⁴⁾	254 981,25	254 981,25	290 385,73	-
Rémunération variable pluriannuelle	-	-	-	-
Rémunération exceptionnelle	-	-	-	-
Rémunération des activités d'administrateur	N/A	N/A	N/A	N/A
Avantages de toute nature	-	-	-	-
TOTAL	461 231,25	461 231,25	515 385,73	225 000,00

(1) Sur une base brute (avant charges sociales et impôts).

(2) Au titre de l'exercice susmentionné.

(3) Monsieur Xavier Barbaro et Monsieur Romain Desrousseaux ont également bénéficié d'un intéressement au titre de l'année 2022 et versé en 2023 respectivement pour 22 750 euros et 21 625 euros. L'intéressement attribué à chacun en 2024 au titre de 2023, s'élève à 23 500 euros (se référer aux paragraphes 6.3.2.3 et 6.3.2.4 - tableaux relatifs au say on pay ex post individuel des dirigeants mandataires sociaux).

(4) Les critères de la rémunération variable annuelle attribuée au titre de l'exercice 2023 et leur niveau de réalisation sont détaillés aux paragraphes 6.3.2.3 et 6.3.2.4 (dans les tableaux relatifs au say on pay ex post individuel des dirigeants mandataires sociaux).

(5) Monsieur Xavier Barbaro bénéficie d'un véhicule de fonction et d'une assurance chômage (se référer au paragraphe 6.3.2.1 (i) du présent document pour plus d'information sur cette assurance chômage).

(6) La rémunération de Monsieur Romain Desrousseaux est versée au titre de son contrat de travail.

Ratios d'équité¹

Conformément aux 6° et 7° du I de l'article L. 22-10-9 du Code de commerce, la Société doit présenter les ratios entre le niveau de la rémunération du président - directeur général et, d'une part, la rémunération moyenne sur une base équivalent temps plein des salariés autres que les mandataires sociaux, et, d'autre part, la rémunération médiane sur une base équivalent temps plein des salariés autres que les mandataires sociaux. Il est également présenté l'évolution annuelle des rémunérations du président - directeur général, des performances de la Société, de la rémunération moyenne sur une base équivalent temps plein des salariés (autres que les dirigeants) par rapport aux ratios susmentionnés, au cours de l'exercice 2023.

La rémunération du président - directeur général retenue pour les besoins de ce calcul comprend l'ensemble des éléments

de rémunération fixe, variable et exceptionnelle versés, dus ou attribués au titre de chacun des exercices 2019-2023.

Dans la mesure où le directeur général délégué a bénéficié en 2021 d'une attribution gratuite d'actions et que cette attribution lui a été faite au titre de son mandat social, cette attribution étant le premier et le seul élément de rémunération du directeur général délégué au titre de son mandat social depuis sa nomination en tant que directeur général délégué, la Société a décidé de calculer le même ratio entre le niveau de la rémunération du directeur général délégué et, d'une part, la rémunération moyenne sur une base équivalent temps plein des salariés autres que les mandataires sociaux, et, d'autre part, la rémunération médiane sur une base équivalent temps plein des salariés autres que les mandataires sociaux pour le directeur général délégué pour la première fois au titre de l'exercice 2021. En revanche, ce calcul n'a pas été réalisé pour les exercices 2019 et 2020 dans la mesure où l'intégralité de la rémunération du directeur général délégué au titre de ces

¹ Les ratios d'équité ont été calculés sur la base des éléments versés, dus ou attribués au titre de l'exercice 2023 (conformément à la méthode de calcul retenue durant les exercices 2022, 2021, 2020 et 2019).

exercices lui a été versée uniquement au titre de son contrat de travail. Il est présenté l'évolution annuelle des rémunérations du directeur général délégué, des performances de la Société, de la rémunération moyenne sur une base équivalent base temps plein des salariés (autres que les dirigeants) par rapport aux ratios susmentionnés, au cours de l'exercice 2023. Ainsi, la rémunération du directeur général délégué retenue pour les besoins de ce calcul comprend l'ensemble des éléments de rémunération fixe, variable et exceptionnelle versés, dus ou attribués au titre de chacun des exercices 2021-2023.

Les ratios ont été calculés sur la base de la médiane et de la moyenne des rémunérations versées (y compris, le cas échéant, le bonus versé) à l'ensemble des salariés de la Société, la seule société française du Groupe qui emploie des salariés en France.

Les éléments méthodologiques suivants doivent être soulignés :

- à des fins de représentativité, le périmètre retenu est celui de la Société (représentant 100 % des salariés en France et 37,5 % des salariés du Groupe), en retenant les salariés en CDI et CDD présents à la fois le 31 décembre de l'exercice concerné et le 31 décembre de l'exercice précédent. À titre d'illustration, cet effectif représente, en date du 31 décembre 2023, 71,28 % de l'effectif CDI-CDD en France ;
- les éléments suivants ont été retenus en application des lignes directrices sur les multiples de rémunérations de l'AFEP publiées le 19 décembre 2019 et mises à jour en février 2021 (les « Lignes Directrices ») : rémunération fixe, rémunération variable, participation et intéressement, actions de performance attribuées au titre de l'exercice considéré, prime exceptionnelle et éventuels avantages en nature. Les indemnités de départ, de non-concurrence et régimes de retraite supplémentaire ont été exclus. S'agissant des actions de performance, conformément aux Lignes Directrices, l'intégralité de la valorisation des actions attribuées gratuitement a été retenue au titre de l'exercice concerné alors même que (x) leur attribution définitive est conditionnée à la présence effective à la date d'attribution définitive et à l'atteinte des critères de performance avec une période d'acquisition de 3 ans, et (y) la pratique de la Société consiste à les attribuer aux mandataires sociaux une fois tous les 3 ans.

Évolution

Dans la mesure où la Société calcule les ratios d'équité en application des Lignes Directrices selon lesquelles il convient d'additionner la rémunération effectivement versée (telle que la rémunération fixe) ou attribuée (telle que la rémunération variable ou intéressement) ainsi que les avantages en nature et la valorisation des actions de performance attribuées gratuitement, cette dernière doit être prise en compte intégralement au titre de l'exercice concerné alors qu'elle est soumise à une période d'acquisition de 3 ans et à la condition de présence ainsi qu'à l'atteinte des conditions de performance et que la pratique de la Société est de les attribuer une fois tous les 3 ans. Par conséquent, l'évolution des rémunérations respectives du président - directeur général et du directeur général délégué calculée conformément aux Lignes Directrices est fortement impactée par la valorisation des actions attribuées gratuitement une fois tous les 3 ans et dont l'acquisition est incertaine et décalée dans le temps.

Tableaux – Mise en perspective de la rémunération des dirigeants mandataires sociaux avec les performances de la Société et les rémunérations moyenne et médiane des salariés

La rémunération globale² versée, due ou attribuée au président - directeur général au cours de 2023 s'élève à 660 670,34 euros, facialement supérieure de **0,25 %** à celle versée au cours de 2022, facialement inférieure de **85,85 %** à celle versée au cours de 2021³, facialement supérieure de **32,17 %** à celle versée au cours de 2020 et facialement supérieure de **54,17 %** à celle versée au cours de 2019.

Cette évolution se compare à une progression de l'EBITDA ajusté⁴ de **14,69 %** et à une augmentation de la rémunération moyenne des salariés de **4,09 %** par rapport à 2022 et à une progression de l'EBITDA ajusté⁴ de **58,06 %** et à une hausse de la rémunération moyenne des salariés de **0,73 %** par rapport à 2021 et à une progression de l'EBITDA ajusté⁴ de **75,59 %** et à une baisse de la rémunération moyenne des salariés de **2,39 %** (par effet de périmètre⁵) par rapport à 2020 et à une progression de l'EBITDA ajusté⁴ de **119,71 %** et à une baisse de la rémunération moyenne des salariés de **11,08 %** (par effet de périmètre⁵) par rapport à 2019.

² La rémunération s'entend sur une base brute et inclut les avantages en nature (correspondant au véhicule de fonction et à une assurance chômage) pris en compte dans le Tableau 2 ci-avant et l'intéressement attribué en 2024 au titre de 2023 (se référer au paragraphe 6.3.2.3, dans les tableaux relatifs au *say on pay ex post* individuel des dirigeants mandataires sociaux).

³ Dans la mesure où Monsieur Xavier Barbaro a bénéficié d'une attribution gratuite d'actions au cours de l'exercice 2021 et que la pratique de la Société consiste à procéder à des attributions au bénéfice des mandataires sociaux une fois tous les 3 ans, l'ajout de cette composante de rémunération au titre de l'exercice 2021 se reflète au niveau des variations des pourcentages.

⁴ Conformément au communiqué de presse de la Société d'annonce des résultats semestriels 2022 en date du 28 juillet 2022, les objectifs d'EBITDA du Groupe Neoen, qui s'entendaient jusqu'à cette date hors impact de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie, constituent désormais des objectifs d'EBITDA ajusté. Pour plus de détail sur la définition et le calcul de cet agrégat, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.1.1 du présent document « EBITDA ajusté ».

⁵ Cette baisse s'explique, notamment, par (x) le fait que la rémunération moyenne des salariés en 2020 inclut l'intégralité de la rémunération de Monsieur Romain Desrousseaux contrairement à la rémunération moyenne en 2021, 2022 et 2023 qui l'exclut et (y) un certain nombre de mobilités internes de la France vers l'international.

	2019	2020	2021	2022	2023
Xavier Barbaro, président - directeur général					
Rémunération (en euros)	428 543,35	499 854,91	4 668 623,72	659 037,11	660 670,34
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés ⁽¹⁾	3,47⁽²⁾	4,46⁽²⁾	44,70	6,53⁽²⁾	6,28⁽²⁾
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés ⁽¹⁾	5,23⁽²⁾	6,98⁽²⁾	65,80	9,28⁽²⁾	9,20⁽²⁾
EBITDA ajusté ⁽⁸⁾ (en millions d'euros)	216,1 ⁽³⁾	270,4 ⁽⁴⁾	300,4 ⁽⁵⁾	414,0 ⁽⁶⁾	474,8 ⁽⁷⁾

(1) Les rémunérations moyenne et médiane des salariés comprennent la rémunération que Monsieur Romain Desrousseaux a perçue au titre de son contrat de travail en 2019 et 2020. En revanche, l'intégralité de la rémunération perçue par Monsieur Romain Desrousseaux en 2021, 2022 et 2023 y compris celle perçue au titre de son contrat de travail, a été exclue des rémunérations moyenne et médiane des salariés (se reporter au paragraphe 6.3.2.1 (ii) du présent document).

(2) Dans la mesure où Monsieur Xavier Barbaro n'a pas bénéficié d'attribution gratuite d'actions au cours des exercices 2019, 2020, 2022 et 2023, l'absence de cette composante de rémunération se reflète au niveau des ratios.

(3) 217,2 millions d'euros à taux de change constants.

(4) 274,8 millions d'euros à taux de change constants.

(5) 297,2 millions d'euros à taux de change constants.

(6) 399,2 millions d'euros à taux de change constants.

(7) 488,6 millions d'euros à taux de change constants.

(8) Conformément au communiqué de presse de la Société d'annonce des résultats semestriels 2022 en date du 28 juillet 2022, les objectifs d'EBITDA du Groupe Neoen, qui s'entendaient jusqu'à cette date hors impact de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie, constituent désormais des objectifs d'EBITDA ajusté.

La rémunération globale versée, due ou attribuée au directeur général délégué au cours de 2023 s'élève à **544 885,73 euros**, facialement supérieure de **11,46 %** à celle versée au cours de 2022 et facialement inférieure de **82,56 %**⁶ à celle versée au cours de 2021 (premier exercice pour lequel le calcul des ratios d'équité le concernant a été effectué).

Cette évolution se compare à une progression de l'EBITDA ajusté de **14,69 %** et à une hausse de la rémunération moyenne des salariés de **4,09 %** par rapport à 2022 et à une progression de l'EBITDA ajusté de **58,06 %** et à une hausse de la rémunération moyenne des salariés de **0,73 %** par rapport à 2021.

	2021	2022	2023
Romain Desrousseaux, directeur général délégué⁽¹⁾			
Rémunération (en euros)	3 123 716,84	488 856,25 ⁽⁴⁾	544 885,73 ⁽⁴⁾
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	29,91⁽²⁾	4,84⁽⁵⁾	5,18⁽⁵⁾
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	44,03⁽²⁾	6,88⁽⁵⁾	7,59⁽⁵⁾
EBITDA ajusté ⁽⁸⁾ (en millions d'euros)	300,4 ⁽³⁾	414,0 ⁽⁶⁾	474,8 ⁽⁷⁾

(1) Dans la mesure où la rémunération de Monsieur Romain Desrousseaux en tant que directeur général délégué au titre des exercices antérieurs à 2021 lui a été versée intégralement au titre de son contrat de travail, la Société ne faisait pas de calcul des ratios d'équité le concernant. À la suite de l'attribution gratuite d'actions à Monsieur Romain Desrousseaux au titre de son mandat en 2021 (cette attribution étant le premier et le seul élément de rémunération du directeur général délégué au titre de son mandat social depuis sa nomination en tant que directeur général délégué en 2019), la Société a décidé de calculer les ratios d'équité pour le directeur général délégué pour la première fois au titre de l'exercice 2021.

(2) Dans la mesure où Monsieur Romain Desrousseaux a bénéficié d'une attribution gratuite d'actions au cours de l'exercice 2021, la présence de cette composante de rémunération au titre de l'exercice 2021 se reflète au niveau des ratios.

(3) 297,2 millions d'euros à taux de change constants.

(4) Incluant la prime de partage de la valeur au titre de 2022 et 2023 versée à l'ensemble des salariés éligibles de la Société.

(5) Dans la mesure où Monsieur Romain Desrousseaux n'a pas bénéficié d'attribution gratuite d'actions au cours des exercices 2022 et 2023, l'absence de cette composante de rémunération se reflète au niveau des ratios.

(6) 399,2 millions d'euros à taux de change constants.

(7) 488,6 millions d'euros à taux de change constants.

(8) Conformément au communiqué de presse de la Société d'annonce des résultats semestriels 2022 en date du 28 juillet 2022, les objectifs d'EBITDA du Groupe Neoen, qui s'entendaient jusqu'à cette date hors impact de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie, constituent désormais des objectifs d'EBITDA ajusté.

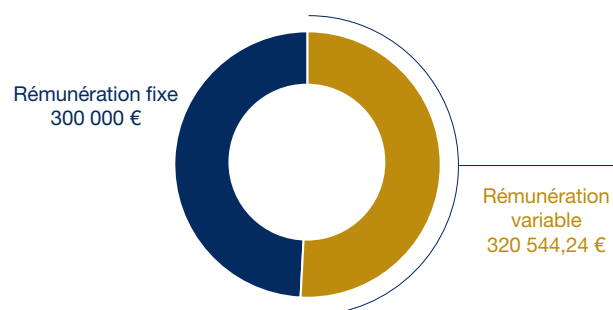
⁶ Dans la mesure où Monsieur Romain Desrousseaux a bénéficié d'une attribution gratuite d'actions au cours de l'exercice 2021 et que la pratique de la Société consiste à procéder à des attributions au bénéfice des mandataires sociaux une fois tous les 3 ans, l'ajout de cette composante de rémunération au titre de l'exercice 2021 se reflète au niveau des variations des pourcentages.

6.3.2.3 ÉLÉMENTS FIXES, VARIABLES ET EXCEPTIONNELS COMPOSANT LA RÉMUNÉRATION TOTALE ET LES AVANTAGES DE TOUTE NATURE VERSÉS AU COURS DE L'EXERCICE 2023 OU ATTRIBUÉS AU TITRE DUDIT EXERCICE À MONSIEUR XAVIER BARBARO, PRÉSIDENT - DIRECTEUR GÉNÉRAL, SOUMIS AU VOTE DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DU 14 MAI 2024 DANS SA 10^{ÈME} RÉOLUTION (SAY ON PAY EX POST INDIVIDUEL)

Tableaux récapitulatifs de la rémunération du président-directeur général attribuée au titre de l'exercice 2023 ou versée au cours de cet exercice

Dans le graphique ci-dessous, toutes les rémunérations et les montants indiqués sont exprimés en montants bruts.

Synthèse des rémunérations



Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice
Néant

Performance de la rémunération variable

75 %	Critères quantitatifs Chiffre d'affaires (15 %) EBITDA ajusté (30 %) Nouveaux MW awarded (30 %)	Montant attribué 249 294,24 €
25 %	Critères qualitatifs	Montant attribué 71 250 €

Rémunération des activités d'administrateur
0 €

Avantages de toute nature
16 626,10 €

Intéressement
23 500 €

Rémunération exceptionnelle
0 €

Régime de retraite supplémentaire
Néant

Éléments de la rémunération soumis au vote de l'assemblée générale des actionnaires	Montants versés au cours de l'exercice écoulé	Montants attribués au titre de l'exercice écoulé ou valorisation comptable	Présentation
Rémunération fixe	300 000 euros	300 000 euros	Le montant de la rémunération fixe annuelle du président - directeur général versée au cours de 2023 et attribuée au titre de cet exercice s'élève à 300 000 euros.
Rémunération variable annuelle	342 399 euros ⁷	320 544,24 euros	Le montant de la rémunération variable annuelle du président - directeur général à raison de ses fonctions au sein de la Société est fixé par le Conseil d'administration de la Société, après avis du Comité Gouvernance et RSE, et en fonction de critères de performance. La part variable annuelle de la rémunération du président - directeur général s'élèvera à 100 % du montant brut de sa rémunération fixe en cas d'atteinte des critères de performance à hauteur de 100 %, sans pouvoir dépasser 200 % du montant brut de sa rémunération fixe en cas de surperformance. Les critères quantitatifs représentent 75 % de la rémunération variable et critères qualitatifs représentent 25 % de cette rémunération. Au cours de sa réunion du 28 février 2024, le Conseil d'administration a constaté, après avoir recueilli l'avis du Comité Gouvernance et RSE, l'atteinte des critères de performance quantitatifs de la rémunération variable annuelle comme suit : - critère de chiffre d'affaires : 586,6 millions d'euros⁸, soit 98,95 % du chiffre d'affaires prévu au budget, soit 89,54 % de la cible de 15 % ; - critère d'EBITDA ajusté : 474,8 millions d'euros soit 99,96 % du montant correspondant au milieu de la fourchette de <i>guidance</i> de l'EBITDA ajusté, soit 99,79 % de la cible de 30 % ; - critère de Nouveaux MW awarded : 1 801,36 MW⁹, soit 116,22 % du nombre cible annuel de nouveaux MW <i>awarded</i>, soit 132,43 % de la cible de 30 %. Concernant les critères de performance qualitatifs, ledit Conseil d'administration a constaté : - Concernant le leadership et l'organisation : la mobilisation de la direction générale de Neoen et de l'ensemble des équipes a été visible dans la croissance record que Neoen a enregistrée en 2023. Une attention particulière a été portée à l'<i>empowerment</i> des talents locaux dans les différentes géographies (par exemple, en Suède, au Portugal, en Allemagne, au Canada). Les plans de succession pour les principaux postes sont bien mis en place. La régionalisation de Neoen est parachevée avec le senior management régional en place et pleinement opérationnel. Le partage d'informations entre régions fonctionne bien : association des représentants des autres régions à des séminaires régionaux, forum de discussion entre les responsables des régions dans les différentes équipes (développement, juridiques, opérations, finance, etc.). Les chantiers dans les fonctions transverses (<i>energy management</i>, optimisation de la performance industrielle, etc) sont également fédérateurs. - Concernant la croissance : la croissance en 2023 a été très équilibrée et ainsi répondu aux attentes du Conseil d'administration : portée par 7 pays dans les 3 régions d'opération de Neoen, elle s'est répartie entre des nouveaux projets solaires, éoliens, et de stockage. Les contreparties avec lesquelles la Société a signé de nouveaux contrats étaient elles aussi variées : gouvernements, utilities, grandes entreprises électro-intensives, groupes industriels de taille moyenne. - Concernant les enjeux financiers : la formation de l'EBITDA ajusté en 2023 a été faite de manière très prépondérante à partir de ventes d'électricité, venant de l'ensemble des régions et des technologies, assurant ainsi un foisonnement dans les contributions. Le financement du Groupe a été assuré par une augmentation de capital en mars 2023, et par de nouveaux financements de projets. La qualité de ces financements de projets a été reconnue ; l'augmentation de capital de mars 2023 a été sursouscrite et réussie. Elle a cependant été marquée par une baisse notable du cours de bourse de la Société, ce qui montre l'importance d'une communication financière mieux comprise par le marché.

⁷ Le versement de ces éléments de rémunération a été approuvé par l'assemblée générale des actionnaires du 10 mai 2023 aux termes de la sixième résolution à caractère ordinaire.

⁸ Le Conseil d'administration a décidé lors de sa réunion du 28 février 2024 la prise en compte dans le calcul du chiffre d'affaires en plus des indemnités de retard 6,5 M€ d'indemnité d'assurance compensant la perte du chiffre d'affaires perçue par une filiale de la Société.

⁹ Le Conseil d'administration a décidé lors de sa réunion du 28 février 2024 la prise en compte dans le calcul du nombre de nouveaux MW *awarded* d'une partie des MW d'un projet *ready-to-build* qui avait été cédé dans le cadre de la stratégie *farm-down* du Groupe alors que (x) l'état d'avancement du projet permettait d'en lancer la construction mais qu'il a été décidé de ne pas le faire et de le céder dans le cadre de la stratégie *farm-down* du Groupe et que (y) la cession de ce projet a permis de couvrir ses coûts de développement et de générer une plus-value.

Éléments de la rémunération soumis au vote de l'assemblée générale des actionnaires	Montants versés au cours de l'exercice écoulé	Montants attribués au titre de l'exercice écoulé ou valorisation comptable	Présentation
			- Enfin, concernant les enjeux transverses : En matière de HSE, la Société a mesuré pour la seconde fois son taux de gravité (nombre de jours d'arrêts de travail liés à des accidents, rapporté au millier d'heures travaillées sur sites) : avec une valeur de 0,04 en 2023, elle fait partie des meilleurs du secteur. Néanmoins, la Société a constaté en 2023 une dégradation de son taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt (qui mesure le nombre d'accidents avec arrêt rapporté au nombre d'heures travaillées x 1 000 000) en 2023 par rapport à 2022 : pour la construction, cet indicateur remonte par rapport à 2022 (tout en restant à un niveau inférieur à 2021), et pour les opérations et la maintenance, il remonte à un niveau historiquement haut. - En matière de RSE, Neoen a vu progresser la féminisation de ses effectifs (30,7 % à 33,7 %). - S'agissant de l'intensité carbone, la Société prépare à la fois la mesure pluriannuelle de cette intensité, et met déjà en œuvre des actions visant à faire baisser cette intensité. - En 2023, le Groupe a réduit son intensité carbone en tonnes de CO₂e par MW installé en solaire et en éolien par rapport à 2020 de 17 % et 5 %, respectivement. Ainsi, au total, le montant de la rémunération variable annuelle attribuée à Monsieur Xavier Barbaro au titre de l'exercice 2023 est égal à 320 544,24 euros. Le versement de la rémunération variable annuelle attribuée au titre de 2023 est conditionné à l'approbation par la prochaine assemblée générale ordinaire de la résolution dont fait l'objet le présent tableau.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Absence de rémunération exceptionnelle.
Rémunération des activités d'administrateur	Néant	Néant	Le président - directeur général a fait savoir qu'il ne percevait pas une telle rémunération pour sa participation aux travaux du Conseil d'administration de la Société et ce, tant qu'il exercera les fonctions de directeur général de la Société.
Avantages de toute nature	16 626,10 euros (valorisation comptable)	4 580,28 euros (véhicule de fonction) 12 045,82 euros (assurance chômage)	Le président - directeur général bénéficie d'une voiture de fonctions, prise en charge par la Société à hauteur d'une valorisation de l'avantage en nature correspondant à la valeur maximum de 6 000 euros par an. Le président - directeur général bénéficie d'une assurance chômage lui assurant une indemnisation, sur une période de douze mois, pouvant aller à un montant maximum équivalent à 70 % de sa rémunération nette fiscale annuelle.
Intéressement	22 750 euros ¹⁰	23 500 euros	L'intéressement a été mis en place pour la première fois au titre de l'année 2019 et versé chaque année depuis 2020.
Options d'action, actions gratuites ou tout autre élément de rémunération de long terme		Options : Néant Actions : Néant	Aucune option de souscription ou d'achat d'action n'a été attribuée à Monsieur Xavier Barbaro au cours de l'exercice 2023. Aucune action gratuite n'a été attribuée à Monsieur Xavier Barbaro au cours de l'exercice 2023.
Régime de retraite supplémentaire	N/A		Monsieur Xavier Barbaro ne bénéficie pas de régime de retraite supplémentaire.

¹⁰ Le montant de « 21 625 euros » indiqué dans le document d'enregistrement universel 2022 devait se lire « 22 750 euros ». Le montant de 22 750 euros a été calculé et versé strictement conformément à la politique de rémunération du président - directeur général et aux termes de l'accord relatif à l'intéressement de Neoen SA.

Éléments de la rémunération soumis au vote de l'assemblée générale des actionnaires	Montants versés au cours de l'exercice écoulé	Montants attribués au titre de l'exercice écoulé ou valorisation comptable	Présentation
Indemnité de cessation de fonction : indemnité de départ	Néant	Néant	Le président - directeur général bénéficie, au titre de la cessation de son mandat social de directeur général au sein de la Société, d'une indemnité de départ en cas de révocation (hors les cas de faute grave ou lourde) ou de non-renouvellement de son mandat social. Cette indemnité sera d'un montant équivalant à six mois de rémunération (un mois étant défini comme étant la somme de (i) la moyenne des rémunérations mensuelles fixes versées les douze mois précédant la fin du mandat social et (ii) la moyenne mensuelle des deux derniers montants de rémunération variable versées). Le versement de l'indemnité sera subordonné à la double condition que (x) la somme des résultats nets du Groupe au titre des deux derniers exercices clos, précédant sa révocation ou, selon le cas, l'échéance de son mandat non renouvelé, soit positive et que (y) la moyenne de l'atteinte du critère de la rémunération variable du nombre de nouveaux MW <i>awarded</i> au titre des deux derniers exercices clos, précédant sa révocation ou, selon le cas, l'échéance de son mandat non renouvelé, soit égale ou supérieure à la moyenne de 50 % des cibles au titre de ce même critère et desdits deux exercices clos.
Indemnité de non-concurrence	Néant	Néant	Le président - directeur général bénéficie, au titre de la cessation de son mandat social de directeur général au sein de la Société, d'une indemnité de non-concurrence au titre de son obligation de ne pas exercer, sur le territoire français, à quelque titre que ce soit, une activité concurrente à celle de la Société et de ne pas s'intéresser directement ou indirectement à toutes activités pouvant concurrencer les activités de la Société pendant une durée de douze mois à compter de la cessation desdites fonctions. Cette indemnité sera versée mensuellement pendant les douze mois suivant la cessation desdites fonctions pour un montant égal à 70 % de sa rémunération (un mois de rémunération étant défini comme étant la somme de (i) la moyenne des rémunérations mensuelles fixes versées les douze mois précédant la fin du mandat social et (ii) la moyenne mensuelle des deux derniers montants de rémunération variable versées). Cette indemnité ne peut être versée dès lors que (i) le directeur général fait valoir ses droits à la retraite ; et/ou (ii) qu'il dépasse l'âge de 65 ans.

6.3.2.4 ÉLÉMENTS FIXES, VARIABLES ET EXCEPTIONNELS COMPOSANT LA RÉMUNÉRATION TOTALE ET LES AVANTAGES DE TOUTE NATURE VERSÉS AU COURS DE L'EXERCICE 2023 OU ATTRIBUÉS AU TITRE DUDIT EXERCICE À MONSIEUR ROMAIN DESROUSSEAUX, DIRECTEUR GÉNÉRAL DÉLÉGUÉ, SOUMIS AU VOTE DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DU 14 MAI 2024 DANS SA 11^{ÈME} RÉSOLUTION (SAY ON PAY EX POST INDIVIDUEL)

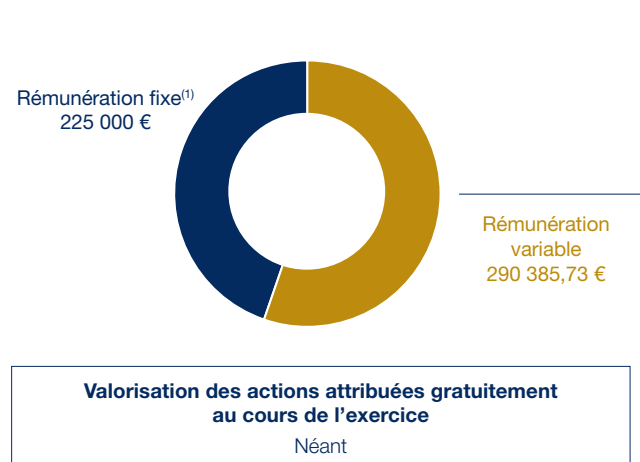
Le versement des éléments variables et exceptionnels attribués à Monsieur Romain Desrousseaux n'est pas conditionné à l'approbation par une assemblée générale ordinaire. Toutefois, ils lui sont soumis à titre consultatif.

Les informations suivantes sont fournies à cet effet :

Tableau récapitulatif de la rémunération du directeur général délégué attribuée au titre de l'exercice 2023 ou versée au cours de cet exercice

Dans le graphique ci-dessous, toutes les rémunérations et les montants indiqués sont exprimés en montants bruts.

Synthèse des rémunérations



Performance de la rémunération variable

75 %	Critères quantitatifs Chiffre d'affaires (10 %) EBITDA ajusté (20 %) Nouveaux MW awarded international (45 %)	Montant attribué 234 135,73 €
	Critères qualitatifs	Montant attribué 56 250 €
25 %		

Rémunération des activités d'administrateur N/A	Avantages de toute nature Néant	Intéressement 23 500 €	Rémunération exceptionnelle 0 €	Régime de retraite supplémentaire Néant

(1) Monsieur Romain Desrousseaux est rémunéré exclusivement au titre de son contrat de travail.

À titre préalable, il est rappelé que Monsieur Romain Desrousseaux, directeur général délégué, est rémunéré exclusivement au titre de son contrat de travail (sous réserve des actions qui ont pu ou peuvent lui être attribuées gratuitement au titre de son mandat social).

Concernant l'exercice 2023, Monsieur Romain Desrousseaux n'a perçu aucune rémunération, ni aucun avantage à raison de son mandat social. Pour cet exercice, il a donc été exclusivement rémunéré au titre de son contrat de travail conclu avec la Société avant sa nomination en tant que directeur général délégué.

Il a néanmoins été décidé de soumettre à titre consultatif au vote de la prochaine assemblée générale ordinaire les éléments exposés dans le tableau ci-dessous (qui rappelle à titre purement indicatif les éléments liés à son contrat de travail dans la colonne « Présentation (indicative) »).

Ainsi, les éléments présentés dans le tableau ci-dessous ne font donc état d'aucun montant dans les colonnes concernant les rémunérations versées au cours de 2023 ou attribuées au titre de cet exercice à Monsieur Romain Desrousseaux en raison de son mandat social. Les éléments de rémunération variable attribués au titre de 2023 étant exclusivement liés à son contrat de travail, leur versement n'est pas conditionné au vote favorable de la prochaine assemblée générale ordinaire.

Éléments de la rémunération soumis au vote de l'assemblée générale des actionnaires	Montants versés au cours de l'exercice écoulé au titre du mandat social	Montants attribués au titre de l'exercice écoulé ou valorisation comptable au titre du mandat social	Présentation (indicative)
Rémunération fixe	Néant	Néant	Cette rémunération est versée par la Société au titre du contrat de travail du directeur général délégué. À titre indicatif, il est précisé qu'elle s'élève à 225 000 euros au titre de 2023. Le directeur général délégué ne perçoit donc aucune rémunération fixe versée par la Société au titre de son mandat de directeur général délégué.
Rémunération variable annuelle	Néant	Néant	La rémunération variable annuelle du directeur général délégué au titre de 2023 a été fixée par le Comité Gouvernance et RSE du 16 février 2024 qui a constaté les performances suivantes au titre des critères de performance quantitatifs et qualitatifs tels que fixés par le Comité lors de sa réunion du 17 février 2023 et dont les principes sont reflétés dans son contrat de travail. Concernant l'atteinte des critères de performance quantitatifs de la rémunération variable annuelle, ledit Comité a constaté : - critère de chiffre d'affaires : 586,6 millions d'euros¹¹, soit 98,95 % du chiffre d'affaires prévu au budget, soit 89,54 % de la cible de 10 % ; - critère d'EBITDA ajusté : 474,8 millions d'euros, soit 99,96 % du montant correspondant au milieu de la fourchette de <i>guidance</i> d'EBITDA ajusté, soit 99,79 % de la cible de 20 % ; - critère de nouveaux MW awarded international : 1 425,76 MW¹², soit 133,50 % d'atteinte de ce critère (en fonction du nombre cible), soit 167 % de la cible de 45 %. Concernant les critères de performance qualitatifs, ledit Comité a constaté que : - Concernant la croissance dans au moins la moitié des pays où Neoen est présent, tout en rationalisant son portefeuille dans d'autres, la matérialisation de la présence de Neoen dans au moins un pays européen de plus (Italie ou Croatie) et la création des conditions d'un démarrage rapide en Allemagne, voire en Nouvelle-Zélande : année de croissance record, réalisée dans 7 pays à travers 3 régions. Matérialisation de premiers projets solaires en Italie, développement d'un portefeuille de projets de stockage en Allemagne, développements additionnels au Canada dans deux provinces. Annonce de la cession du Mozambique afin de rationaliser les activités de Neoen. - Concernant le recrutement de nouveaux talents, le développement des équipes existantes, notamment en Australie ou dans les pays nordiques : organisation d'une équipe de <i>State leaders</i> en Australie, et élargissement des équipes Neoen en Suède et en Finlande, ainsi qu'en Italie et en Allemagne. Taux de départ en 2023 très inférieur à celui de 2022. - Concernant la poursuite du développement de la plateforme d'<i>energy management</i> : renforcement de l'équipe d'<i>energy management</i> dans les différents pays de Neoen et de son rôle, une meilleure couverture géographique (coopération entre l'équipe basée en Australie avec les équipes canadiennes dans la préparation de l'appel d'offre stockage en Ontario) ; - Concernant le développement des relations durables avec les communautés locales dans lesquelles Neoen implante ses projets : de nouvelles initiatives en Australie, très visibles et reconnues localement. Partage de connaissance avec les autres pays de Neoen réalisés tout au long de l'année 2023. Ainsi, au total, le montant de la rémunération variable annuelle attribuée au directeur général délégué au titre de l'exercice 2023 est égal à 290 385,73 euros. Cette rémunération variable annuelle du directeur général délégué étant exclusivement attribuée au titre de son contrat de travail, son versement n'est pas conditionné à l'approbation par l'assemblée générale des rémunérations et avantages de toutes natures versés au cours ou attribués au titre du dernier exercice clos.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Absence de rémunération exceptionnelle.
Intéressement	Néant		Un montant de 21 625 euros a été versé en 2023 au titre de l'année 2022. L'intéressement attribué en 2024 au titre de 2023 s'élève à 23 500 euros.

¹¹ Le Comité Gouvernance et RSE a décidé lors de sa réunion du 16 février 2024 la prise en compte dans le calcul du chiffre d'affaires en plus des indemnités de retard 6,5 M€ d'indemnité d'assurance compensant la perte du chiffre d'affaires perçue par une filiale de la Société.

¹² Le Comité Gouvernance et RSE a décidé lors de sa réunion du 16 février 2024 la prise en compte dans le calcul du nombre de nouveaux MW *awarded international* d'une partie des MW d'un projet *ready-to-build* qui avait été cédé dans le cadre de la stratégie *farm-down* du Groupe alors que (x) l'état d'avancement du projet permettait d'en lancer la construction mais qu'il a été décidé de ne pas le faire et de le céder dans le cadre de la stratégie *farm-down* du Groupe et que (y) la cession de ce projet a permis de couvrir ses coûts de développement et de générer une plus-value.

Éléments de la rémunération soumis au vote de l'assemblée générale des actionnaires	Montants versés au cours de l'exercice écoulé au titre du mandat social	Montants attribués au titre de l'exercice écoulé ou valorisation comptable au titre du mandat social	Présentation (indicative)
Options d'action, actions gratuites ou tout autre élément de rémunération de long terme		Options : Néant Actions : Néant	Aucune option de souscription ou d'achat d'action n'a été attribuée au directeur général délégué au cours de l'exercice 2023. Aucune action gratuite n'a été attribuée au directeur général délégué au cours de l'exercice 2023.
Indemnité de cessation de fonction : indemnité de départ	N/A		Le directeur général délégué ne bénéficie pas, ni au titre de son mandat ni au titre de son contrat de travail d'une indemnité spécifique en cas de cessation de fonctions.
Indemnité de non-concurrence	Néant	Néant	Le directeur général délégué bénéficie, au titre de la cessation de son contrat de travail avec la Société, d'une indemnité de non-concurrence en contrepartie de l'application de la clause qui a pour conséquence de limiter le libre exercice d'une activité professionnelle. Le directeur général délégué percevra mensuellement, à compter de la cessation de son contrat de travail et durant toute l'application de la clause (d'une durée de douze mois) une indemnité financière calculée comme suit : • 33 % de la rémunération mensuelle fixe brute perçue à la date de cessation des relations contractuelles si le salarié se retrouve sans emploi ; et • 20 % de la rémunération mensuelle fixe brute perçue à la date de cessation des relations contractuelle si le salarié a retrouvé un emploi.
Régime de retraite supplémentaire	N/A		Le directeur général délégué ne bénéficie pas de régime de retraite supplémentaire.

6.3.3 RÉMUNÉRATIONS DES MANDATAIRES SOCIAUX NON EXÉCUTIFS

(i) Politique de rémunération des administrateurs

Conformément à la loi, le montant maximal de la rémunération allouée aux administrateurs est fixé par l'assemblée générale des actionnaires.

L'assemblée générale du 26 mai 2020 a fixé ce montant à 300 000 euros par an pour la période en cours et les périodes suivantes, sauf si une nouvelle assemblée générale modifiait le montant annuel.

Dans la limite du montant décidé par l'assemblée générale et de la politique de rémunération approuvée par cette dernière, le Conseil d'administration fixe, à la fin de chaque année, le montant de la rémunération qui sera allouée à ses membres au titre de l'exercice clos et, au début de chaque année, leurs règles de répartition ainsi que les modalités de calcul de la rémunération allouée pour l'exercice en cours.

Par ailleurs, le montant de la rémunération allouée étant attribué sur une base annuelle, ce montant est calculé au *pro rata temporis* en cas de nomination ou de cessation, pour quelque cause que ce soit, du mandat de membre du Conseil d'administration en cours d'exercice social.

À la date du présent document, les critères de répartition de la somme fixe annuelle allouée par l'assemblée générale demeurent celles décrites au paragraphe 6.3.3 du document d'enregistrement universel 2022.

Modification d'une règle existante

Le Conseil d'administration, sur proposition du Comité Gouvernance et RSE, a décidé lors de sa réunion du 28 février 2024 (i) de proposer à la prochaine assemblée générale des actionnaires en date du 14 mai 2024 (huitième résolution) de porter l'enveloppe globale annuelle de la rémunération à allouer aux membres du Conseil d'administration à 315 000 euros par an pour la période en cours et les périodes suivantes, et (ii) sous condition suspensive de l'approbation de la huitième résolution par l'assemblée générale du 14 mai 2024, d'augmenter de 5% chaque montant versé aux membres du Conseil d'administration en leurs différentes qualités, dans chaque cas afin de partiellement compenser le niveau d'inflation en France sur la période 2020-2023. À défaut d'un vote favorable de l'assemblée générale des actionnaires le 14 mai 2024 de la huitième résolution, l'augmentation susvisée de 5% concernant les critères de répartition de la rémunération des administrateurs ne pourra être appliquée et les montants alloués au titre de leur fonction au sein du Conseil et des Comités seront ceux précédemment approuvés.

Sous condition suspensive de l'approbation de la huitième résolution par l'assemblée générale du 14 mai 2024, les critères de répartition de la somme fixe annuelle allouée par l'assemblée générale aux administrateurs seraient les suivants :

CONSEIL D'ADMINISTRATION

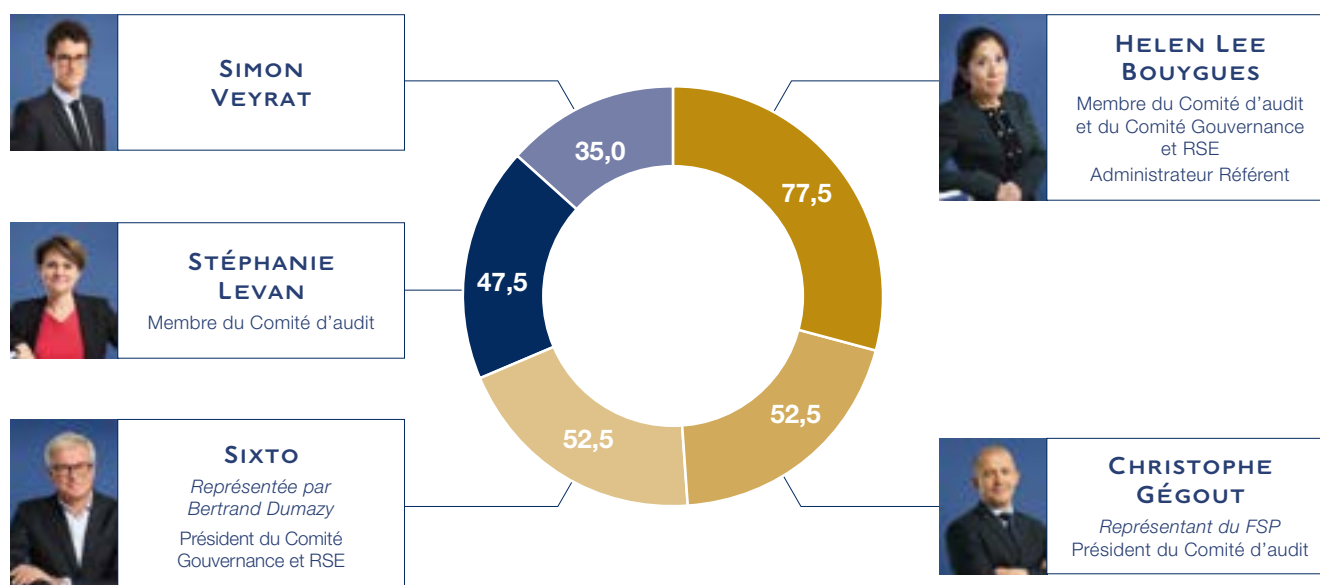
- Une rémunération de 36 750 € est due à chaque administrateur, ajustée en fonction de la présence effective et du temps consacré aux travaux :
 - en cas d'absence à 20 % des réunions ou moins : le montant dû reste inchangé ;
 - en cas d'absence à un nombre de réunions supérieur à 20 % et inférieur à 70 % : le montant dû sera réduit au *pro rata* de la présence ; et
 - en cas d'absence à un nombre de réunions supérieur à 70 % : le montant dû sera réduit de 70 %
- Une rémunération complémentaire de 18 375 € est due à l'Administrateur Référent
- Le budget alloué aux administrateurs est fixé à un montant total maximum de 315 000 €
- En cas de charge de travail accrue, le Conseil pourra allouer, à tout ou partie de ses membres, en fonction de leur participation aux travaux du Conseil, le solde de l'enveloppe globale de rémunération annuelle restant disponible
- Conformément aux dispositions des articles L. 22-10-15 et L. 225-46 du Code de commerce, des rémunérations exceptionnelles pourraient être attribuées à certains membres du Conseil pour des missions ou mandats spécifiques. Ces rémunérations seraient portées aux charges d'exploitation et seraient soumises à la procédure des conventions réglementées

MEMBRES DES COMITÉS

- Une rémunération de 18 375 € est due au Président du Comité d'audit et au Président du Comité Gouvernance et RSE
- Une rémunération de 13 125 € est due à chaque membre du Comité d'audit et chaque membre du Comité Gouvernance et RSE

(ii) Montant de la rémunération brute attribuée au titre et versée au cours de 2023

En milliers d'euros

**Tableau 3 – Rémunérations allouées à raison du mandat d'administrateur et autres rémunérations perçues par les mandataires sociaux non exécutifs (nomenclature AMF)**

Mandataires sociaux non exécutifs (en euros)	2022 ⁽¹⁾		2023 ⁽¹⁾	
	Montants attribués au titre de 2022	Montants versés au cours de 2022	Montants attribués au titre de 2023	Montants versés au cours de 2023
Helen Lee Bouygues				
Rémunérations (fixe, variable)	77 500	77 500	77 500	77 500
Autres rémunérations	N/A	N/A	N/A	N/A
Christophe Gégout, en qualité de représentant permanent du FSP⁽²⁾				
Rémunérations (fixe, variable)	52 500	52 500	52 500	52 500
Autres rémunérations	N/A	N/A	N/A	N/A
Sixto, ayant pour représentant permanent Bertrand Dumazy				
Rémunérations (fixe, variable)	52 500	52 500	52 500	52 500
Autres rémunérations	N/A	N/A	N/A	N/A
Bpifrance Investissement, ayant pour représentant permanent Vanessa Giraud⁽³⁾				
Rémunérations (fixe, variable)	-	-	-	-
Autres rémunérations	N/A	N/A	N/A	N/A
Stéphanie Levan				
Rémunérations (fixe, variable)	47 500	47 500	47 500	47 500
Autres rémunérations	N/A	N/A	N/A	N/A
Simon Veyrat				
Rémunérations (fixe, variable)	35 000	35 000	35 000	35 000
Autres rémunérations	N/A	N/A	N/A	N/A
TOTAL	265 000	265 000	265 000	265 000

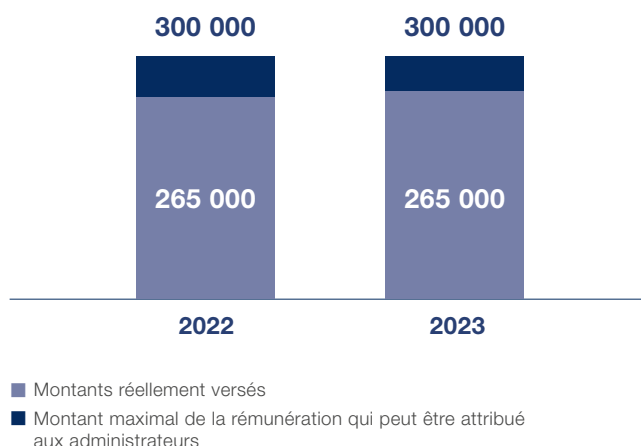
(1) Les rémunérations dans le tableau ci-dessus incluent également la rémunération allouée versée au titre de la participation au Comité d'audit et au Comité Gouvernance et RSE, et la rémunération de l'Administrateur Référent.

(2) La rémunération est versée directement à Monsieur Christophe Gégout en tant que représentant permanent.

(3) Bpifrance Investissement n'a pas perçu de rémunération au titre des exercices 2022 et 2023.

Budget de rémunération annuel global alloué aux administrateurs

En euros



6.3.4 RAPPORT SUR LES OPTIONS ET ACTIONS GRATUITES

6.3.4.1 POLITIQUE D'ATTRIBUTION DES OPTIONS ET ACTIONS GRATUITES

L'assemblée générale mixte du 10 mai 2023, dans sa 16^{ème} résolution, a donné l'autorisation pour une durée de vingt-six mois au Conseil d'administration de procéder à des attributions gratuites d'actions existantes ou à émettre au profit des membres du personnel salarié de la Société ou des sociétés ou groupements d'intérêt économique liés et/ou des mandataires sociaux du Groupe ou de certains d'entre eux.

Les actions existantes ou à émettre attribuées gratuitement en vertu de cette autorisation ne peuvent pas représenter plus de 2 % du capital social de la Société au jour de la décision du Conseil d'administration, étant précisé que le nombre total d'actions existantes ou à émettre attribuées aux dirigeants mandataires sociaux de la Société ne peut représenter plus de 50 % des actions pouvant être attribuées gratuitement en vertu de ladite autorisation.

La 16^{ème} résolution sur les attributions d'actions gratuites prévoit la fixation par le Conseil d'administration des conditions, notamment les plafonds visés ci-dessus, ainsi que les critères de performance qui leur sont applicables, le cas échéant, et l'arrêt par le Conseil d'administration de la liste des bénéficiaires des actions gratuites.

Conformément aux termes et conditions applicables aux attributions gratuites d'actions effectuées au cours de l'exercice 2023, l'attribution définitive des actions gratuites est conditionnée à :

- une condition de présence du bénéficiaire au dernier jour de la période d'acquisition des actions gratuites, sauf exceptions prévues dans le règlement de plan (notamment, mise à la retraite ou en préretraite, décès ou invalidité permanente de 2^{ème} ou 3^{ème} catégorie au sens de l'article L. 341-4 du Code de la sécurité sociale) ou sur autorisation du président - directeur général après consultation du Comité Gouvernance et RSE ;

il est à noter que le règlement de plan d'attribution gratuite d'actions du 28 février 2023 comporte en outre la disposition selon laquelle le nombre d'actions gratuites attribuées définitivement à chaque bénéficiaire sera proratisé en fonction des jours d'absence du bénéficiaire au cours de la période d'acquisition non assimilés à du temps de travail effectif au sens de l'article L. 3314-5 du Code du travail ou de toute autre disposition équivalente au sens du droit local applicable ;

- trois conditions de performance. Le nombre d'actions gratuites définitivement acquises aux bénéficiaires à l'expiration de la période d'acquisition sera déterminé en fonction de l'atteinte de critères de performance fixés par le Conseil d'administration. Pour chaque critère défini ci-après (i) un seuil de déclenchement par rapport à l'objectif fixé est prévu, (ii) en cas de surperformance dudit critère par rapport à l'objectif fixé, la pondération afférente de ce critère sera accrue afin de tenir compte de cette surperformance et (iii) un seuil maximal de surperformance par rapport à l'objectif fixé est prévu. Les conditions de performance prévues par le plan sont les suivantes :
 - l'acquisition définitive de 40 % des actions gratuites dépendra de l'atteinte d'un niveau d'EBITDA ajusté ;
 - l'acquisition définitive de 40 % supplémentaires des actions gratuites dépendra de l'atteinte d'objectifs de croissance appréciés en nouveaux mégawatts (MW) en phase *awarded* (y compris, notamment, ceux acquis dans le cadre d'éventuelles opérations de croissance externe, selon les conditions d'appréciation précisées dans le plan) ;
 - l'acquisition définitive des 20 % restants d'actions gratuites dépendra de l'atteinte d'objectifs de rentabilité actionnariale, appréciés sur la base du taux de rentabilité (*Total Shareholder Return*, ou *TSR*) par référence à celui des sociétés prises en compte dans le SBF 120 (par sextile).

Le niveau de réalisation de chacune des trois conditions de performance précitées sera constaté par le Conseil lors de la réunion au cours de laquelle il arrêtera les comptes annuels produisant les indicateurs des critères de performance retenus, dans les conditions suivantes :

- dans l'hypothèse où les objectifs au titre de l'un des critères ne seraient pas remplis, une telle sous-performance au titre d'un critère pourra être compensée par une éventuelle surperformance au titre d'un autre critère au titre du même exercice;
- le nombre d'actions gratuites définitivement acquises par les bénéficiaires sera déterminé en considérant la moyenne des objectifs atteints durant les 3 exercices clos durant la période d'acquisition; et

- le nombre d'actions gratuites définitivement attribuées à chaque bénéficiaire en fonction de l'atteinte des conditions de performance ne pourra en aucun cas excéder le nombre maximum d'actions gratuites initialement attribuées au bénéficiaire concerné à la date d'attribution, sous réserve d'éventuels ajustements réalisés conformément aux termes du règlement du plan.

La Société n'a pas procédé à l'attribution d'option de souscription ou d'achat d'actions depuis 2018.

6.3.4.2 OPTIONS DE SOUSCRIPTION OU D'ACHAT D' ACTIONS

(i) Options de souscription ou d'achat d'actions attribuées durant l'exercice 2023 à chaque dirigeant mandataire social par la Société et par toute société du Groupe

Néant.

(ii) Options de souscription ou d'achat d'actions levées durant l'exercice 2023 par chaque dirigeant mandataire social

Néant.

(iii) Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix premiers salariés non-mandataires sociaux attributaires

Tableau 9 – (nomenclature AMF)

Options de souscription ou d'achat d'actions consentis aux dix premiers salariés non-mandataires sociaux attributaires et options levées par ces derniers	Nombre total d'options attribuées / d'actions souscrites ou achetées	Prix moyen pondéré
Options consenties, durant l'exercice 2023, par l'émetteur et toute société comprise dans le périmètre d'attribution des options, aux dix premiers salariés de l'émetteur et de toute société comprise dans ce périmètre, dont le nombre d'options ainsi consenties est le plus élevé (information globale)	N/A	N/A
Options détenues sur l'émetteur et les sociétés visées précédemment, levées, durant l'exercice 2023, par les dix premiers salariés de l'émetteur et de ces sociétés, dont le nombre d'options ainsi achetées ou souscrites est le plus élevé (information globale)	19 995	8,53 €

(iv) Historique des attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions**Tableau 8 – Historique des attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions (après regroupement d'actions) (nomenclature AMF)**

	Plan 2018 (II)	Plan 2018 (I)
Date de l'assemblée générale	04/07/2018	29/05/2018
Date de la décision du président ⁽¹⁾ arrêtant la liste des bénéficiaires	05/07/2018	30/05/2018
Début de la période d'exercice des options ⁽²⁾	06/10/2020	31/05/2021
Nombre total d'actions pouvant être souscrites ou achetées (à la date d'attribution d'options de souscription ou d'achat d'actions), dont le nombre peut être souscrit par :	65 000	40 000
<i>Xavier Barbaro, président - directeur général</i>	0	0
<i>Romain Desrousseaux, directeur général délégué</i>	0	0
Nombre total d'actions pouvant être souscrites ou achetées (après l'ajustement à la suite de l'augmentation de capital d'avril 2021), dont le nombre peut être souscrit par :	67 835	42 835
<i>Xavier Barbaro, président - directeur général</i>	0	0
<i>Romain Desrousseaux, directeur général délégué</i>	0	0
Nombre total d'actions pouvant être souscrites ou achetées (après l'ajustement à la suite de l'augmentation de capital de mars 2023), dont le nombre peut être souscrit par :	68 699	44 227
<i>Xavier Barbaro, président - directeur général</i>	0	0
<i>Romain Desrousseaux, directeur général délégué</i>	0	0
Date d'expiration de la période d'exercice des options	05/07/2023	30/05/2023
Prix de souscription ou d'achat (avant l'ajustement à la suite de l'augmentation de capital d'avril 2021)	10 €	10 €
Prix de souscription ou d'achat (après l'ajustement à la suite de l'augmentation de capital d'avril 2021)	9,25 €	9,25 €
Prix de souscription ou d'achat (après l'ajustement à la suite de l'augmentation de capital de mars 2023)	8,50 €	8,50 €
Modalités d'exercice (si le plan comporte plusieurs tranches)	-	-
Nombre d'actions souscrites au 31 décembre 2023	63 699	33 346
Nombre cumulé d'options de souscription ou d'achat d'actions annulées ou caduques (nombre au 31 décembre 2023 post ajustement à la suite de l'augmentation de capital de mars 2023)	5 000	10 881
Options de souscription ou d'achat d'actions restantes au 31 décembre 2023 (nombre après l'ajustement à la suite des augmentations de capital d'avril 2021 et mars 2023)	0	0

(1) Décisions prises par le président de la Société sous son ancienne forme de SAS

(2) Le plan 2018 (I) présenté comporte une période de vesting d'une durée de trente-six (36) mois. Le plan 2018 (II) comporte une période de vesting de 2 ans, 3 mois et 1 jour.

6.3.4.3 ATTRIBUTIONS GRATUITES D'ACTIONS**(i) Conditions fixées par le Conseil d'administration relatives à la cession des actions attribuées gratuitement aux dirigeants**

Conformément à l'article L. 225-197-1 II alinéa 4 du Code de commerce, le bénéficiaire d'un plan d'attribution gratuite d'actions de performance du 28 février 2023, dès lors qu'il est dirigeant mandataire social de la Société ou d'une société apparentée, sera tenu de conserver au nominatif jusqu'à la cessation de ses fonctions au moins 15% des actions gratuites qui lui auront été attribuées, étant précisé que les actions le cas échéant souscrites par le dirigeant en exercice des droits préférentiels de souscription attachés aux actions gratuites ainsi conservées au nominatif seront librement cessibles dès lors qu'elles auront été acquises à titre onéreux par le dirigeant.

(ii) Actions de performance attribuées gratuitement aux mandataires sociaux exécutifs durant l'exercice 2023

Tableau 6 – Actions attribuées gratuitement à chaque mandataire social (nomenclature AMF)

	Nombre d'actions gratuites attribuées	Valeur des actions (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés) (en euros)	Date de la décision d'attribution
Actions gratuites attribuées durant l'exercice aux mandataires sociaux par la Société et par les sociétés qui leurs sont liées à raison des mandats qu'ils exercent dans la Société, dont nombre d'actions attribuées à :			
Xavier Barbaro, président - directeur général	N/A	N/A	N/A
Romain Desrousseaux, directeur général délégué	N/A	N/A	N/A
Actions gratuites attribuées durant l'exercice aux mandataires sociaux par les sociétés contrôlées au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce à raison des mandats qu'ils y exercent	N/A	N/A	N/A

(iii) Actions attribuées gratuitement devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social exécutif durant l'exercice 2023

Tableau 7 – Actions attribuées gratuitement et devenues disponibles durant l'exercice pour chaque dirigeant mandataire social exécutif (nomenclature AMF)

Actions attribuées gratuitement définitivement acquises par chaque mandataire social	Numéro et date du plan	Nombre d'actions devenues disponibles durant l'exercice	Conditions d'acquisition
Xavier Barbaro	N/A	N/A	N/A
Romain Desrousseaux	N/A	N/A	

(iv) Historique des attributions d'actions gratuites**Tableau 10 – Historique des attributions d'actions gratuites (nomenclature AMF)**

	Plan 2023	Plan 2022	Plan 2021	Plan 2020
Date de l'assemblée générale	25/05/2021	25/05/2021	26/05/2020	26/05/2020
Date de la décision d'attribution du Conseil d'administration ou du président	28/02/2023	14/03/2022	10/03/2021	2/07/2020
Nombre total d'actions attribuées gratuitement (à la date d'attribution d'actions), dont nombre d'actions attribuées à :	221 766	164 046	272 302	140 000
<i>Xavier Barbaro, président - directeur général</i>	0	0	88 590	0
<i>Romain Desrousseaux, directeur général délégué</i>	0	0	59 060	0
Nombre total d'actions attribuées gratuitement (après l'ajustement à la suite de l'augmentation de capital d'avril 2021), dont nombre d'actions attribuées à :	N/A	N/A	294 360	151 354
<i>Xavier Barbaro, président - directeur général</i>	N/A	N/A	95 766	0
<i>Romain Desrousseaux, directeur général délégué</i>	N/A	N/A	63 844	0
Date d'acquisition des actions	28/02/2026	14/03/2025	11/03/2024	3/07/2023
Nombre cumulé d'actions annulées ou caduques avant l'ajustement lié à l'augmentation de capital de mars 2023 (nombre après la réalisation de l'ajustement, si applicable)	0	2 496	15 054	36 063
Nombre total d'actions attribuées gratuitement (après l'ajustement à la suite de l'augmentation de capital de mars 2023), dont nombre d'actions attribuées à :	241 302	178 280	318 956	161 506
<i>Xavier Barbaro, président - directeur général</i>	N/A	N/A	104 194	0
<i>Romain Desrousseaux, directeur général délégué</i>	N/A	N/A	69 463	0
Date de fin de période de conservation	-	-	-	-
Nombre d'actions acquises au 31 décembre 2023	0	0	0	125 443
Nombre cumulé d'actions annulées ou caduques au 31 décembre 2023 (nombre après la réalisation des ajustements liés aux augmentations de capital d'avril 2021 et de mars 2023, si applicable)	9 130	4 986	23 976	36 063
Actions attribuées gratuitement restantes au 31 décembre 2023 (nombre après les ajustements à la suite des augmentations de capital d'avril 2021 et de mars 2023, si applicable)	232 172	173 294	294 980	0

6.3.5 AUTRES INFORMATIONS SUR LES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX

Tableau 11 (nomenclature AMF)

	Contrat de travail		Régime de retraite supplémentaire		Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions ⁽¹⁾		Indemnités relatives à une clause de non-concurrence ⁽¹⁾	
	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non
Dirigeants mandataires sociaux exécutifs								
Xavier Barbaro président - directeur général Début du mandat : 12 septembre 2018 Date d'effet du dernier renouvellement : 25 mai 2022 Fin de mandat : Assemblée générale appelée à statuer en 2026 sur les comptes de l'exercice écoulé	-	X	-	X	X	-	X	-
Romain Desrousseaux directeur général délégué Début du mandat : 17 avril 2019 Date d'effet du dernier renouvellement : 25 mai 2022 Fin de mandat : Assemblée générale statuant en 2026 sur les comptes de l'exercice écoulé	X	-	-	X	-	X	X	-

(1) Pour plus d'informations sur ces éventuelles indemnités, se référer aux paragraphes 6.3.2.3 et 6.3.2.4 du présent document.

6.3.6 MONTANT DES SOMMES PROVISIONNÉES OU CONSTATÉES PAR LA SOCIÉTÉ OU SES FILIALES AUX FINS DE VERSEMENT DE PENSIONS, DE RETRAITES OU D'AUTRES AVANTAGES

La Société n'a provisionné aucune somme au titre de versements de pensions, de retraites ou autres avantages similaires au profit de ses mandataires sociaux.

6.4 AUTRES INFORMATIONS

6.4.1 TABLEAU DES DÉLÉGATIONS ET AUTORISATIONS EN COURS DE VALIDITÉ ACCORDÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DANS LE DOMAINE DES AUGMENTATIONS DE CAPITAL (COMPRENANT LES UTILISATIONS FAITES EN 2023 SUR LA BASE DE DÉLÉGATIONS VOTÉES EN 2022)

Titres concernés Date d'assemblée générale (durée de l'autorisation / délégation et expiration)	Montant maximum d'augmentation de capital et modalités de détermination du prix	Utilisation des autorisations/délégations
Émissions avec droit préférentiel de souscription		
Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme ou à des titres de créance AG du 25 mai 2022 16 ^{ème} résolution 26 mois	90 millions d'euros (plafond indépendant)	Utilisation au cours de l'exercice 2023 : augmentation de capital d'un montant nominal de 73 389 104 euros
Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le capital social par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou toutes autres sommes AG du 25 mai 2022 22 ^{ème} résolution 26 mois	60 millions d'euros (plafond indépendant)	
Émissions sans droit préférentiel de souscription		
Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, ou à des titres de créance, par offre au public autre que les offres mentionnées au 1° de l'article L. 411-2 du Code monétaire et financier et/ou en rémunération de titres dans le cadre d'une offre publique d'échange (A) AG du 25 mai 2022 17 ^{ème} résolution 26 mois	65 millions d'euros (A)+(B)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G) étant limité à 65 millions d'euros Détermination du prix Actions : au moins égal au minimum prévu par les dispositions réglementaires applicables au jour de l'émission (au 25 mai 2022, moyenne pondérée des cours des trois dernières séances de bourse sur le marché réglementé d'Euronext Paris précédant le début de l'offre au public moins 10 %) Valeurs mobilières donnant accès au capital (prix de l'action sous-jacente) : au moins égal au prix de souscription minimum décrit ci-dessus	
Délégation de compétence à l'effet d'augmenter le capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, ou à des titres de créance, par une offre visée au 1° de l'article L. 411-2 du Code monétaire et financier (B) AG du 25 mai 2022 18 ^{ème} résolution 26 mois	65 millions d'euros (A)+(B)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G) étant limité à 65 millions d'euros (en toutes hypothèses, dans la limite légale au 25 mai 2022 de 20 % par an) Détermination du prix Actions : au moins égal au minimum prévu par les dispositions réglementaires applicables au jour de l'émission (au 25 mai 2022, moyenne pondérée des cours des trois dernières séances de bourse sur le marché réglementé d'Euronext Paris précédant le début de l'offre au public moins 10 %) Valeurs mobilières donnant accès au capital (prix de l'action sous-jacente) : au moins égal au prix de souscription minimum décrit ci-dessus	Utilisation au cours de l'exercice 2022 * émission de titres de créances d'un montant nominal de 300 millions d'euros ⁽¹⁾ * augmentation de capital d'un montant nominal de 11 650 508 euros ⁽²⁾

Titres concernés Date d'assemblée générale (durée de l'autorisation / délégation et expiration)	Montant maximum d'augmentation de capital et modalités de détermination du prix	Utilisation des autorisations/délégations
Délégation de pouvoirs à l'effet d'émettre des actions et/ou des valeurs mobilières donnant accès immédiatement ou à terme à des actions à émettre par la Société en rémunération d'apports en nature constitués de titres de capital ou de valeurs mobilières donnant accès au capital (C) AG du 25 mai 2022 21 ^{ème} résolution 26 mois	10 % du capital social à la date de l'opération (A)+(B)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G) étant limité à 65 millions d'euros	
Délégation de compétence à donner au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, réservée aux adhérents de plans d'épargne AG du 25 mai 2022 23 ^{ème} résolution 26 mois Cette délégation n'est plus en vigueur depuis le 10 mai 2023. Cette délégation a été remplacée par une nouvelle délégation de même nature cf. (D) ci-dessous.	2 % du capital social au jour de la décision du Conseil (plafond global de l'AG 2022) Détermination du prix Conditions prévues aux articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail, soit un prix au moins égal à 70 % ou 60 % (lorsque la durée d'indisponibilité est supérieure ou égale à 10 ans) de la moyenne des cours de clôture cotés lors des vingt séances de bourse précédant la décision fixant la date d'ouverture de souscription.	Utilisation au cours de l'exercice 2023 : - augmentation de capital en numéraire d'un montant nominal de 45 056 euros - augmentation de capital par voie d'incorporations de réserves d'un montant nominal de 45 506 euros, soit environ 0,03 % du capital le jour de la constatation de la réalisation de l'augmentation de capital
Délégation de compétence à donner au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, réservée aux adhérents de plans d'épargne (D) AG du 10 mai 2023 15 ^{ème} résolution 26 mois	2 % du capital social au jour de la décision du Conseil (A)+(B)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G) étant limité à 65 millions d'euros Détermination du prix Conditions prévues aux articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail, soit un prix au moins égal à 70 % ou 60 % (lorsque la durée d'indisponibilité est supérieure ou égale à 10 ans) de la moyenne des cours de clôture cotés lors des vingt séances de bourse précédant la décision fixant la date d'ouverture de souscription.	
Délégation de compétence à donner au Conseil d'administration pour décider l'augmentation de capital de la Société par l'émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital immédiatement ou à terme, réservée aux collaborateurs du groupe à l'étranger (E) AG du 10 mai 2023 13 ^{ème} résolution 18 mois	1 % du capital social au jour de la décision du Conseil étant précisé que ce montant s'impute sur le montant visé au (D) ci-dessus (A)+(B)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G) étant limité à 65 millions d'euros Détermination du prix (i) Moyenne des cours de clôture cotés lors des vingt séances de bourse précédant le jour de la décision fixant la date d'ouverture de la souscription diminuée d'une décote maximum de 30 % ou (ii) si opération réalisée dans le cadre d'un plan global d'actionnariat salarié mis en place en France et à l'étranger, prix arrêté dans le cadre de (D).	

Titres concernés Date d'assemblée générale (durée de l'autorisation / délégation et expiration)	Montant maximum d'augmentation de capital et modalités de détermination du prix	Utilisation des autorisations/délégations
Émissions avec ou sans droit préférentiel de souscription		
Autorisation à l'effet d'augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec maintien ou suppression du droit préférentiel de souscription AG du 10 mai 2023 14 ^{ème} résolution 26 mois	Plafond égal à la limite prévue par la réglementation applicable (au 10 mai 2023, 15 % de l'émission initial et dans la limite des plafonds fixés par l'assemblée générale)	
Attribution gratuite d'actions ou options de souscription		
Autorisation à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions existantes ou à émettre au profit des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux du Groupe ou de certains d'entre eux AG du 25 mai 2021 16 ^{ème} résolution 26 mois	2 % du capital social au jour de la décision du Conseil (plafond global de l'AG 2021)	Utilisation au cours de l'exercice 2022 164 046 actions attribuées, soit environ 0,15 % du capital le jour de l'attribution Utilisation au cours de l'exercice 2023 221 766 actions attribuées, soit environ 0,19 % du capital le jour de l'attribution
Cette autorisation n'est plus en vigueur depuis le 10 mai 2023. Cette autorisation a été remplacée par une nouvelle autorisation de même nature cf. (F) ci-dessous.		
Autorisation à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions existantes ou à émettre au profit des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux du Groupe ou de certains d'entre eux (F) AG du 10 mai 2023 16 ^{ème} résolution 26 mois	2 % du capital social au jour de la décision du Conseil (A)+(B)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G) étant limité à 65 millions d'euros	
Autorisation à l'effet de consentir des options de souscription et/ou d'achat d'actions au profit des membres du personnel salarié et/ou des mandataires sociaux du Groupe ou de certains d'entre eux (G) AG du 25 mai 2022 24 ^{ème} résolution 26 mois	2 % du capital social au jour de la décision du Conseil (A)+(B)+(C)+(D)+(E)+(F)+(G) étant limité à 65 millions d'euros Détermination du prix Options de souscription : prix au moins égal à 80 % de la moyenne des cours de clôture cotés lors des vingt séances de bourse précédant la décision d'octroi Options d'achat : prix au moins égal à 80 % de la moyenne des cours cotés lors des vingt séances de bourse précédant la décision d'octroi, et au moins égal à 80 % du cours moyen d'achat des actions autodétenues	

- (1) Emission d'OCEANes vertes 2022, par décisions du Conseil d'administration en date du 6 septembre 2022 et du président - directeur général en date du 7 septembre 2022.
- (2) En cas d'exercice de l'intégralité des 3 000 OCEANes vertes 2022 et sous réserve d'ajustements conformément au contrat d'émission.

6.4.2 CONVENTIONS CONCLUES PAR DES DIRIGEANTS OU ACTIONNAIRES AVEC DES SOCIÉTÉS CONTRÔLÉES PAR LA SOCIÉTÉ

En application de l'article L. 225-37-4 du Code de commerce, le rapport sur le gouvernement d'entreprise doit mentionner, sauf lorsqu'elles sont des conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales, les conventions conclues, directement ou par personne interposée entre, d'une part, le directeur général délégué, un administrateur, ou un actionnaire disposant de plus de 10 % des droits de vote de la Société et, d'autre part, une autre société contrôlée par la première au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce.

La Société n'a pas connaissance de l'existence de telles conventions.

6.4.3 PROCÉDURE D'ÉVALUATION DES CONVENTIONS COURANTES

Conformément à l'article L. 22-10-12 du Code de commerce, le Conseil d'administration a adopté lors de sa réunion du 25 mars 2020 une procédure permettant d'évaluer régulièrement si les conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales remplissent bien ces conditions. Cette politique a été mise à jour lors de sa réunion du 28 février 2023.

Cette procédure vise à identifier et qualifier, au moyen de critères, les conventions courantes conclues à des conditions normales auxquelles la Société est partie. Elle prévoit une revue régulière (au moins une fois par an) par un comité *ad hoc* composé du directeur financier Groupe et du secrétaire général et s'applique préalablement à la conclusion d'une convention et à l'occasion de toute modification, reconduction ou résiliation, y compris pour les conventions considérées comme courantes au moment de leur conclusion pour s'assurer qu'elles continuent de remplir ces conditions. Lors de sa dernière réunion avant l'arrêté des comptes annuels, le Conseil d'administration est informé de la mise en œuvre de la procédure d'évaluation, de ses résultats et de ses éventuelles observations.

Le comité *ad hoc* a procédé à la revue de l'ensemble des conventions pour l'exercice 2023 dont les résultats ont été communiqués au Conseil d'administration du 28 février 2024.

6.4.4 PRINCIPALES OPÉRATIONS AVEC LES APPARENTÉS

6.4.4.1 CONVENTIONS CONCLUES ENTRE LA SOCIÉTÉ ET SES ACTIONNAIRES

Convention d'assistance technique et administrative conclue entre la Société et Impala

Le 10 mai 2012, la Société et son actionnaire de référence, Impala SAS, ont conclu une convention d'assistance technique et administrative en faveur de la Société aux termes de laquelle Impala SAS s'est engagée à fournir les services suivants à la Société :

- conseils en matière de stratégie de financement et de garantie du Groupe et aide à la négociation de toute ligne de financements et garanties auprès de partenaires financiers ;
- représentation des intérêts de la Société auprès des administrations centrales et/ou locales et autorités de régulation.

En contrepartie de ces services, la convention prévoit le versement par la Société à Impala SAS d'une redevance forfaitaire trimestrielle de 25 000 euros hors taxe, révisable annuellement par accord entre les parties.

Convention d'animation stratégique conclue entre la Société et Impala

La Société et son actionnaire de référence, Impala SAS, ont conclu, le 2 janvier 2017, une convention d'animation stratégique par laquelle Impala SAS s'est engagée à fournir les prestations suivantes de holding animatrice du Groupe :

- définition de la politique générale et des principes organisationnels du Groupe ;
- définition de la stratégie économique, commerciale et financière du Groupe ;
- définition de la politique de développement du Groupe et des moyens à mettre en œuvre (croissance externe, diversification, création d'établissements, opportunités d'accroissement et de prises de participation, investissements, etc.) ; et
- définition de la politique de communication du Groupe (marketing, publicité, etc.).

Depuis la conclusion de la convention, ces prestations n'ont pas donné lieu à rémunération de la part de la Société.

6.4.4.2 CONVENTIONS CONCLUES ENTRE LA SOCIÉTÉ ET SES FILIALES

Groupes d'intégration fiscale

La Société ainsi que certaines de ses filiales directes françaises détenues à plus de 95 % forment un groupe d'intégration fiscale mis en place en application des dispositions des articles 223 A et suivants du Code général des impôts. La Société est seule redevable de l'impôt dû par l'ensemble des sociétés membres du groupe intégré en tant que société tête du groupe. Les filiales intégrées versent à la Société l'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration fiscale, calculé selon les règles de droit commun telles qu'elles s'appliqueraient en l'absence d'intégration fiscale.

Neuf autres groupes d'intégration fiscale français ont également été mis en place en France entre chacune des neuf sociétés holding relatives au projet Cestas en tant que société tête de groupe et les sociétés de projets détenues à plus de 95 % par la société de développement concernée. La création de ces groupes a donné lieu à la conclusion de conventions d'intégration fiscale aux termes desquelles les filiales intégrées versent à la société tête de groupe, l'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration fiscale, calculé selon les règles de droit commun telles qu'elles s'appliqueraient en l'absence d'intégration fiscale.

Par ailleurs, le Groupe a également mis en place certains groupes de consolidation fiscale à l'étranger, notamment en Australie au sein desquels la société tête de groupe est seule redevable de l'impôt dû par l'ensemble des sociétés membres du groupe. La création de ces groupes a donné lieu à la conclusion de conventions de consolidation fiscale entre la société tête de groupe et chacune des sociétés membres du groupe pour régler la contribution des filiales à l'impôt d'ensemble en fonction d'une clé de répartition déterminée conformément à la réglementation locale et selon le principe d'une « répartition équitable ».

Le périmètre du groupe d'intégration fiscale est par ailleurs détaillé dans la note 12 des états financiers annuels.

Conventions conclues entre la Société et les sociétés de projets

Dans le cadre de ses activités, la Société a vocation à conclure, directement ou par le biais de ses holdings intermédiaires et/ou de ses sociétés de projet, l'ensemble des contrats nécessaires au développement, au financement, à la construction et à l'opération des installations solaires, éoliennes et de stockage portées par ces dernières. Ces contrats prévoient généralement la fourniture de services suivants :

- services de développement du projet et de supervision de la conception et de la construction des installations, qui recouvrent notamment l'assistance dans l'obtention des droits fonciers, des permis d'urbanisme et environnementaux, la réalisation des études de faisabilité, des diagnostics et des études d'impact, les relations avec les parties prenantes du projet (voisinage, autorités locales, etc.), la sélection et la gestion des relations avec les fournisseurs et entreprises des sociétés de projet (y compris le contractant EPC, le fournisseur de modules, le turbinier) ou le suivi des opérations préalables à la réception provisoire et/ou définitive de l'installation ;

- services de gestion administrative et financière ; et
- services de supervision de l'opération et de la maintenance de l'installation qui recouvrent notamment la gestion et le suivi des relations avec le prestataire O&M, l'assistance opérationnelle dans le cadre de la production et de la vente d'électricité et la négociation des contrats d'agrégation ou de vente d'électricité, le traitement des informations concernant le raccordement de l'installation au réseau ou encore la réalisation des travaux et des études d'amélioration de la performance de l'installation.

Dans le cadre de la mise en œuvre de la procédure d'évaluation des conventions courantes, ces conventions ont été considérées par le Groupe comme des conventions courantes conclues à des conditions normales.

Par ailleurs, dans le cadre du financement des projets, la Société (ou l'une de ses holdings intermédiaires ou sociétés de développement) octroie généralement des avances en compte courant aux sociétés de projets. Les conventions y afférentes prévoient généralement un intérêt compris entre 4 % et 10 % (à l'exception de certains projets (Zambie ou Argentine) pour lesquels les taux sont généralement compris entre 10 % et 12 %), en ligne avec les taux d'intérêts pour des dettes à niveau de subordination équivalent. Les avances en compte courant sont subordonnées aux financements seniors et sont remboursables à vue sur simple demande du Groupe, sous réserve néanmoins du respect des *covenants* financiers prévus dans les contrats de financement, pour les projets situés en France ou à échéance pour les projets situés à l'international. Dans ce second cas, les conventions concernées comportent des cas usuels d'exigibilité anticipée. Elles sont, sauf exception, considérées par le Groupe comme des conventions courantes conclues à des conditions normales, après analyse au regard des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce relatif aux conventions réglementées.

6.4.5 ÉLÉMENTS SUSCEPTIBLES D'AVOIR UNE INCIDENCE EN CAS D'OFFRE PUBLIQUE

Conformément à l'article L. 22-10-11 du Code de commerce, la Société doit exposer et, le cas échéant, expliquer les éléments susceptibles d'avoir une incidence, en cas d'offre publique d'achat ou d'échange. Parmi ces éléments figurent les accords conclus par la Société qui sont modifiés ou prennent fin en cas de changement de contrôle de la Société.

À la connaissance de la Société, les éléments susceptibles d'avoir une incidence, en cas d'offre publique d'achat ou d'échange sont les suivants :

- la structure du capital ainsi que les participations directes ou indirectes connues de la Société et toutes informations en la matière sont décrites aux chapitres 2 et 7 du présent document ;
- il n'existe pas de restriction statutaire à l'exercice des droits de vote, à l'exception de la sanction prévue par l'article 10 des statuts de la Société en cas d'inobservation de l'obligation de déclaration de franchissement des seuils statutaires (1 % du capital social ou des droits de vote de la Société, ou tout multiple de ce pourcentage, jusqu'à 50 % du capital ou des droits de votes) ;

- il n'existe pas de restriction statutaire au transfert des actions. Il existe cependant des restrictions extra statutaires décrites au paragraphe 6.2.2.2 (iii) du présent document ;
- à la connaissance de la Société, il n'existe pas de pactes et autres engagements signés entre actionnaires autre que le pacte d'actionnaires conclu entre Impala SAS et Cartusia SAS le 21 décembre 2020 ;
- il n'existe pas de titre comportant des droits de contrôle spéciaux. Il est précisé toutefois que l'Assemblée générale du 10 mai 2023 a instauré un droit de vote double attaché aux actions entièrement libérées pour lesquelles il sera justifié d'une inscription nominative depuis deux ans au moins au nom du même actionnaire, étant précisé que pour le calcul de cette période de deux ans, il ne sera pas tenu compte de la durée d'inscription au nominatif précédant le 10 mai 2023 (cf. article 11 des statuts) ;
- il n'existe pas de mécanismes de contrôle prévus dans un éventuel système d'actionariat du personnel avec des droits de contrôle qui ne sont pas exercés par ce dernier ;
- les règles de nomination et de révocation des membres du Conseil d'administration sont les règles légales et statutaires prévues à l'article 13 des statuts de la Société ;
- en matière de pouvoirs du Conseil d'administration, les délégations financières en cours sont décrites dans le présent document au paragraphe 6.4.1 ci-avant ;
- la modification des statuts de la Société se fait conformément aux dispositions légales et réglementaires ;
- concernant les accords conclus par la Société qui sont modifiés ou prennent fin en cas de changement de contrôle de la Société, il est précisé qu'il existe des clauses de changement de contrôle dans les contrats de financement, les contrats d'émission des OCEANes et le contrat de crédit syndiqué ;
- les accords prévoyant des indemnités en cas de cessation des fonctions du président - directeur général sont décrits au paragraphe 6.3.2.3 du présent document. Il n'existe aucun accord prévoyant des indemnités pour les salariés, s'ils démissionnent ou sont licenciés sans cause réelle et sérieuse ou si leur emploi prend fin en raison d'une offre publique d'achat ou d'échange.

6.5 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2023

À l'assemblée générale de la société NEOEN,

En notre qualité de commissaires aux comptes de NEOEN, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la Société des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

CONVENTIONS SOUMISES À L'APPROBATION DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Conventions autorisées et conclues au cours de l'exercice écoulé

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention autorisée et conclue au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'assemblée générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

CONVENTIONS DÉJÀ APPROUVÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Personne concernée :

Monsieur Romain Desrousseaux en qualité de directeur général délégué de la Société.

Nature et objet :

À la suite de la nomination, par le Conseil d'administration du 17 avril 2019, de Monsieur Romain Desrousseaux en qualité de directeur général délégué de la Société, son contrat de travail a fait l'objet d'un avenant le 11 juillet 2019 afin, notamment, d'introduire le principe de la rémunération variable en fonction des objectifs quantitatifs et qualitatifs.

Modalités :

Votre Conseil d'administration en date du 10 juillet 2019 a préalablement autorisé la conclusion de cet avenant au contrat de travail.

Selon cet avenant, la rémunération variable est égale au maximum à 100% de la rémunération annuelle brute versée au titre de l'exercice de référence en cas d'atteinte des objectifs quantitatifs (à hauteur de 75% du montant maximum) et qualitatifs (à hauteur de 25% du montant maximum) déterminés chaque année par le Comité des nominations et des rémunérations.

Un seuil de déclenchement est fixé par rapport aux objectifs fixés en-dessous duquel aucune rémunération se sera due. En cas de surperformance, le montant de la rémunération variable pourra représenter au maximum 200% de la rémunération brute fixe annuelle.

Le montant de la rémunération variable attribuée à Monsieur Romain Desrousseaux au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'élève à 290 385,73 euros.

Paris et Paris-La Défense, le 29 février 2024

Les commissaires aux comptes

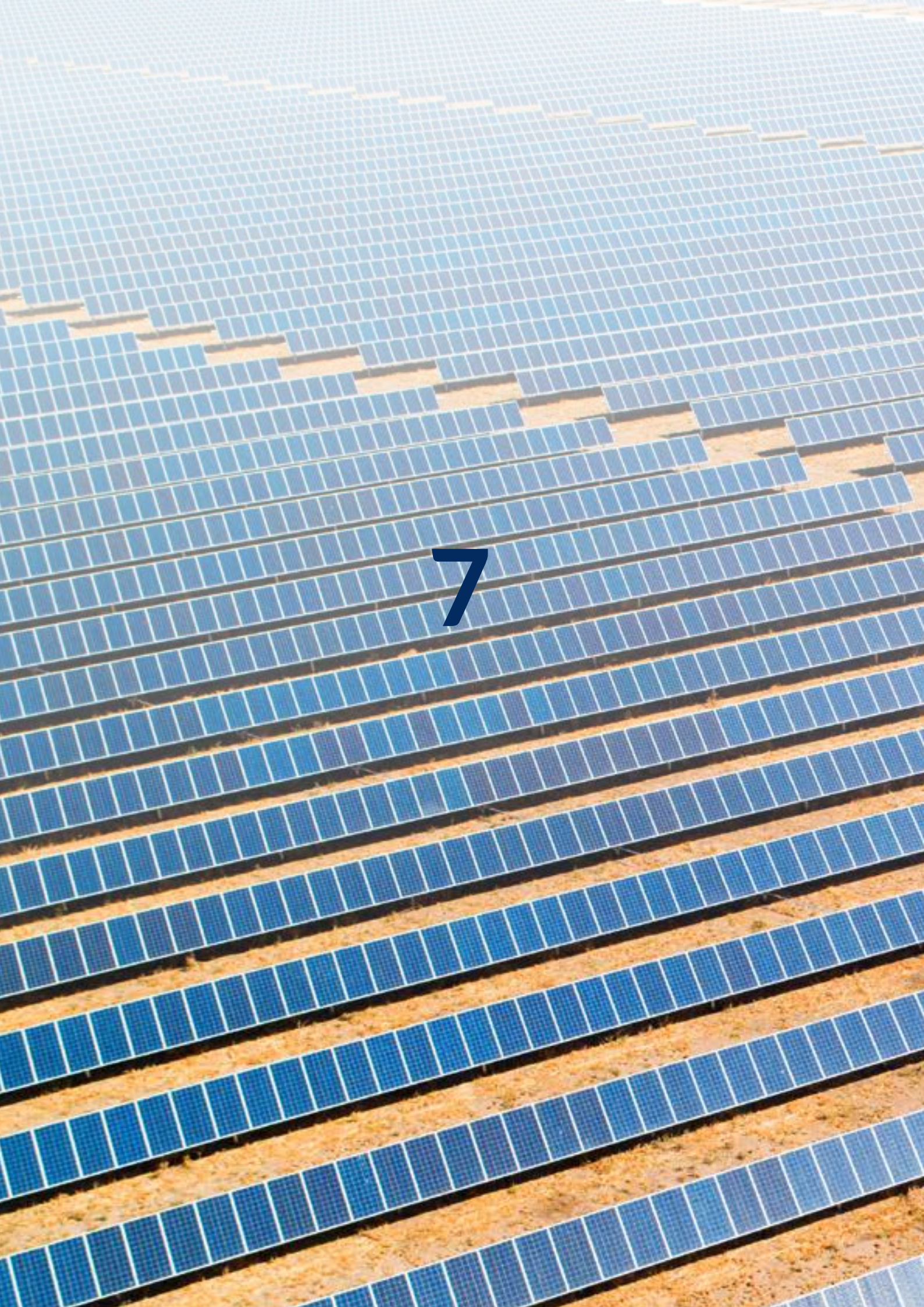
RSM Paris

Jean-Charles BOUCHER

Deloitte & Associés

Benoît PIMONT





7

CAPITAL ET ACTIONNARIAT

7.1	RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LA SOCIÉTÉ	318	7.2.8	Capital social de toute société du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord prévoyant de le placer sous option	325
7.1.1	Dénomination sociale	318	7.2.9	Programme de rachat par Neoen de ses propres actions	325
7.1.2	Siège social	318	7.2.10	Épargne salariale	326
7.1.3	Forme juridique	318	7.2.11	Actionnariat salarié	326
7.1.4	Identification de la Société	318	7.2.12	Évolution du capital social	327
7.1.5	Législation	318	7.2.13	Aliénation de participations croisées	328
7.1.6	Durée	318	7.2.14	Nantissements	328
7.1.7	Objet social	318	7.3	ACTIONNARIAT	329
7.1.8	Registre du commerce et des sociétés	318	7.3.1	Répartition du capital et des droits de vote	329
7.1.9	Lieu où peuvent être consultés les documents et renseignements relatifs à la Société	318	7.3.2	Engagements de conservation des titres pris par les actionnaires	330
7.1.10	Exercice social	319	7.3.3	Obligation de détention des actions de la Société	330
7.1.11	Répartition statutaire des bénéfices	319	7.3.4	Franchissements de seuils légaux et/ou statutaires	330
7.1.12	Droits de vote des actionnaires	319	7.3.5	Structure de contrôle	331
7.1.13	Déclaration d'intention	319	7.3.6	Accords susceptibles d'entraîner un changement de contrôle	331
7.2	CAPITAL	319	7.3.7	Dividendes	331
7.2.1	Capital social	319	7.4	MARCHÉ DU TITRE ET RELATIONS AVEC LES ACTIONNAIRES	332
7.2.2	Capital potentiel	319	7.4.1	Marché du titre (informations boursières)	332
7.2.3	Titres non représentatifs de capital	319	7.4.2	Relations avec les actionnaires	333
7.2.4	État récapitulatif des opérations réalisées au cours de l'exercice par les dirigeants ou personnes assimilées sur les titres de la Société ou sur des instruments financiers liés	320			
7.2.5	Auto-contrôle, auto-détention et acquisition par la Société de ses propres actions	324			
7.2.6	Autres titres donnant accès au capital	324			
7.2.7	Conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attaché(e) au capital souscrit, mais non libéré	325			

Dans ce présent chapitre, « Société », « Neoen S.A. » ou « Neoen » fait référence à la société anonyme Neoen.

7.1 RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LA SOCIÉTÉ

7.1.1 DÉNOMINATION SOCIALE

La dénomination sociale de la Société est « Neoen ».

7.1.2 SIÈGE SOCIAL

Le siège social de la Société est situé 22 rue Bayard, 75008 Paris.

7.1.3 FORME JURIDIQUE

À la date du présent document, la Société est une société anonyme de droit français, régie par les lois et règlements en vigueur en France (et notamment par les dispositions du Livre II du Code de commerce) ainsi que par ses statuts.

7.1.4 IDENTIFICATION DE LA SOCIÉTÉ

Le numéro d'immatriculation de la Société est précisé dans le paragraphe 7.1.8 du présent document.

Le code LEI de la Société est le 969500C0AIAGQWZGJO13.

7.1.5 LÉGISLATION

Société anonyme constituée sous le régime de la législation française.

7.1.6 DURÉE

La Société a été immatriculée le 29 septembre 2008. La Société a été constituée pour une durée de quatre-vingt-dix-neuf 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.

7.1.7 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.

7.1.8 REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIÉTÉS

La Société est immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 508 320 017.

7.1.9 LIEU OÙ PEUVENT ÊTRE CONSULTÉS LES DOCUMENTS ET RENSEIGNEMENTS RELATIFS À LA SOCIÉTÉ

Les renseignements concernant la Société et notamment les statuts, bilans, compte de résultats, rapports du Conseil d'administration aux assemblées et rapports 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 « Informations réglementées » du site Internet de la Société à l'adresse suivante : <https://neoen.com/fr/investisseurs/#informations>.

7.1.10 EXERCICE SOCIAL

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

7.1.11 RÉPARTITION STATUTAIRE DES BÉNÉFICES

(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.

7.1.12 DROITS DE VOTE DES ACTIONNAIRES

(Voir article 11 des statuts)

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

Sous réserve des restrictions légales et réglementaires, le droit de vote attaché aux actions est proportionnel à la quotité du capital social qu'elles représentent et chaque action donne droit à une voix.

Toutefois, un droit de vote double de celui conféré aux autres actions ordinaires, eu égard à la quotité du capital qu'elles représentent, est attribué à toutes les actions entièrement libérées pour lesquelles il est justifié d'une inscription nominative depuis deux ans au moins au nom du même actionnaire. Pour le calcul de cette période de deux ans, il ne sera pas tenu compte de la durée d'inscription au nominatif précédant le 10 mai 2023.

Ce droit de vote double a été instauré par décision de l'assemblée générale du 10 mai 2023.

7.1.13 DÉCLARATION D'INTENTION

Néant.

7.2 CAPITAL

7.2.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2023, le capital social est fixé à 304 244 898 euros divisé en 152 122 449 actions ordinaires d'une valeur nominale de 2 euros chacune, de même catégorie et entièrement libérées.

7.2.2 CAPITAL POTENTIEL

Au 31 décembre 2023, le capital potentiel se décompose de la manière suivante :

- 700 446 actions au titre des plans d'actions gratuites ;
- 10 627 802 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 7,45 % du capital social au 31 décembre 2023.

7.2.3 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DE CAPITAL

Au 31 décembre 2023, la Société n'a émis aucun titre non représentatif de capital.

7.2.4 ÉTAT RÉCAPITULATIF DES OPÉRATIONS RÉALISÉES AU COURS DE L'EXERCICE PAR LES DIRIGEANTS OU PERSONNES ASSIMILÉES SUR LES TITRES DE LA SOCIÉTÉ OU SUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS LIÉS

Personne ¹	Instrument financier	Date opération	Prix unitaire (en euros)	Nature opération	Volume opération
Impala SAS	Actions	01/03/2023	0,0000	Nantissement	10 000 000
Louis-Mathieu Perrin	Droits préférentiels de souscription (« DPS »)	08/03/2023	2,2398	Cession	(20 000)
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	DPS	08/03/2023	2,1000	Acquisition	4 000 000
Xavier Barbaro	DPS	08/03/2023	2,2500	Cession	(26 000)
Romain Desrousseaux	DPS	08/03/2023	2,2900	Cession	(60 000)
Romain Desrousseaux	DPS	09/03/2023	2,0000	Cession	(50 000)
Louis-Mathieu Perrin	DPS	09/03/2023	2,2520	Cession	(10 000)
Xavier Barbaro	Actions	09/03/2023	26,7500	Acquisition	2 800
Romain Desrousseaux	DPS	10/03/2023	1,9499	Cession	(20 019)
FPCI FONDS ETI 2020 (représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement)	DPS	10/03/2023	1,8700	Cession	(19 000)
Xavier Barbaro	DPS	10/03/2023	2,0000	Cession	(11 001)
Impala SAS	DPS	10/03/2023	2,1000	Cession	(12 782 166)
Xavier Barbaro	DPS	13/03/2023	2,0000	Cession	(68 000)
Casara	DPS	13/03/2023	1,9315	Cession	(52 395)
Axholme	DPS	13/03/2023	1,9361	Cession	(16 800)
Xavier Barbaro	DPS	13/03/2023	2,0000	Cession	(3 000)
Xavier Barbaro	DPS	13/03/2023	2,0000	Cession	(3 000)
Xavier Barbaro	DPS	13/03/2023	2,0000	Cession	(3 000)
Xavier Barbaro	DPS	13/03/2023	2,0000	Cession	(3 000)
FPCI FONDS ETI 2020 (représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement)	Actions	13/03/2023	20,4500	Souscription	1 609 872
Louis-Mathieu Perrin	DPS	13/03/2023	2,0733	Cession	(6 125)
Olga Kharitonova	DPS	13/03/2023	2,1055	Cession	(31 949)
Romain Desrousseaux	DPS	13/03/2023	1,9000	Acquisition	25
Norbert Thouvenot	DPS	13/03/2023	1,9255	Cession	(211 840)
Axholme	Actions	14/03/2023	26,7803	Cession	(16 800)
Casara	Actions	14/03/2023	27,1587	Cession	(8 800)
Equinox	Actions	14/03/2023	27,3500	Cession	(10 000)
Cartusia	Actions	14/03/2023	26,9866	Cession	(80 000)

¹ À l'exception de Monsieur Xavier Barbaro dont les personnes morales liées sont identifiées, ce tableau identifie seulement les dirigeants et personnes assimilées sans préciser l'identité de leurs éventuelles personnes liées ayant réalisé les opérations listées dans ce tableau.

Personne ¹	Instrument financier	Date opération	Prix unitaire (en euros)	Nature opération	Volume opération
Kampen	Actions	14/03/2023	27,3500	Cession	(10 000)
Hilaris	Actions	14/03/2023	27,3500	Cession	(10 000)
Palancia	Actions	14/03/2023	27,3500	Cession	(10 000)
Olga Kharitonova	DPS	14/03/2023	2,2428	Cession	(20 050)
Romain Desrousseaux	DPS	14/03/2023	2,4700	Cession	(19 000)
Romain Desrousseaux	DPS	14/03/2023	2,4909	Cession	(65 830)
Romain Desrousseaux	DPS	15/03/2023	2,5000	Cession	(12 558)
Impala	DPS	15/03/2023	2,5150	Acquisition	23
Romain Desrousseaux	DPS	16/03/2023	2,5196	Cession	(28 703)
Romain Desrousseaux	DPS	16/03/2023	2,4495	Cession	(511)
Impala	DPS	16/03/2023	2,5204	Acquisition	32
Cartusia	Actions	16/03/2023	28,0244	Cession	(50 000)
Equinox	Actions	16/03/2023	27,9500	Cession	(2 000)
Kampen	Actions	16/03/2023	27,9500	Cession	(2 000)
Hilaris	Actions	16/03/2023	27,9500	Cession	(2 000)
Palancia	Actions	16/03/2023	27,9500	Cession	(2 000)
Olga Kharitonova	DPS	16/03/2023	2,4300	Cession	(7)
Impala SAS	DPS	17/03/2023	2,5660	Acquisition	20
Cartusia	Actions	20/03/2023	27,8316	Cession	(20 000)
Equinox	Actions	20/03/2023	27,8688	Cession	(3 200)
Kampen	Actions	20/03/2023	27,8688	Cession	(3 200)
Hilaris	Actions	20/03/2023	27,8688	Cession	(3 200)
Palancia	Actions	20/03/2023	27,8688	Cession	(3 200)
Casara	DPS	20/03/2023	2,3525	Cession	(21)
Cartusia	DPS	20/03/2023	2,3525	Cession	(73)
Cartusia	Actions	20/03/2023	27,8316	Cession	(20 000)
Olga Kharitonova	Actions	23/03/2023	27,7300	Acquisition	220
Louis-Mathieu Perrin	Actions	27/03/2023	20,4500	Acquisition	5 100
Impala SAS	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	12 691 635
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	3 510 544
Olga Kharitonova	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	600
Olga Kharitonova	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	148
Olga Kharitonova	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	1 389
Stéphanie Levan	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	344

¹ À l'exception de Monsieur Xavier Barbaro dont les personnes morales liées sont identifiées, ce tableau identifie seulement les dirigeants et personnes assimilées sans préciser l'identité de leurs éventuelles personnes liées ayant réalisé les opérations listées dans ce tableau.

Personne ¹	Instrument financier	Date opération	Prix unitaire (en euros)	Nature opération	Volume opération
Xavier Barbaro	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	7 038
Xavier Barbaro	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	327
Xavier Barbaro	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	327
Xavier Barbaro	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	327
Xavier Barbaro	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	327
Equinox	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	20 690
Kampen	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	20 690
Hilaris	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	20 690
Palancia	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	20 690
Axholme	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	28 977
Casara	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	24 480
Cartusia	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	347 526
Romain Desrousseaux	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	77 699
Romain Desrousseaux	Actions	29/03/2023	20,4500	Souscription	2 356
Xavier Barbaro	Actions	06/04/2023	9,7550	Souscription (opération actionnariat salarié)	288
Xavier Barbaro	Actions	04/05/2023	27,1200	Acquisition	217
Olga Kharitonova	Actions	12/05/2023	9,7550	Souscription (opération actionnariat salarié)	288
Romain Desrousseaux	Actions	12/05/2023	9,7550	Souscription (opération actionnariat salarié)	288
Cartusia	Actions	15/05/2023	28,9000	Cession	(1 000)
Olga Kharitonova	Actions	08/06/2023	24,6100	Paiement de dividendes en actions (« PDA »)	291
Olga Kharitonova	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	13
FPCI FONDS ETI 2020 (représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement)	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	33 729
Norbert Thouvenot	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	938
Romain Desrousseaux	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	2 663
Romain Desrousseaux	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	148
Kampen	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	352
Equinox	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	352

¹ À l'exception de Monsieur Xavier Barbaro dont les personnes morales liées sont identifiées, ce tableau identifie seulement les dirigeants et personnes assimilées sans préciser l'identité de leurs éventuelles personnes liées ayant réalisé les opérations listées dans ce tableau.

Personne ¹	Instrument financier	Date opération	Prix unitaire (en euros)	Nature opération	Volume opération
Palancia	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	352
Hilaris	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	352
Xavier Barbaro	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	21
Xavier Barbaro	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	21
Xavier Barbaro	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	21
Xavier Barbaro	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	21
Xavier Barbaro	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	648
Axholme	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	600
Casara	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	728
Cartusia	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	6 461
Impala SAS	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	324 153
Stéphanie Levan	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	7
Fonds Stratégique de Participations (FSP)	Actions	08/06/2023	24,6100	PDA	53 235
Louis-Mathieu Perrin	Actions	20/06/2023	30,1723	Cession	(1 000)
Cartusia	Actions	20/06/2023	30,5400	Cession	(2 500)
Cartusia	Actions	26/06/2023	29,1400	Cession	(1 000)
Romain Desrousseaux	Actions	28/07/2023	29,9338	Cession	(9 900)
Louis-Mathieu Perrin	Actions	28/07/2023	30,0155	Cession	(500)
Cartusia	Actions	28/07/2023	30,1000	Cession	(3 000)
Xavier Barbaro	Actions	28/07/2023	30,1000	Cession	(5 000)
Louis-Mathieu Perrin	Actions	31/07/2023	29,9937	Cession	(250)
Cartusia	Actions	31/08/2023	28,0000	Cession	(2 000)
Cartusia	Actions	14/09/2023	28,1000	Cession	(2 500)
Cartusia	Actions	19/09/2023	28,5000	Cession	(1 000)
Cartusia	Actions	20/09/2023	28,9500	Cession	(2 000)
Xavier Barbaro	Actions	20/09/2023	28,8121	Cession	(1 800)
Xavier Barbaro	Actions	21/09/2023	29,1000	Cession	(1 000)
Cartusia	Actions	17/10/2023	25,0000	Cession	(4 000)
Xavier Barbaro	Actions	17/10/2023	24,7156	Cession	(3 200)
Xavier Barbaro	Actions	13/11/2023	25,2000	Cession	(146)
Xavier Barbaro	Actions	29/11/2023	27,0126	Cession	(1 950)
Romain Desrousseaux	Actions	12/12/2023	27,9400	Cession	(10 000)
Romain Desrousseaux	Actions	14/12/2023	29,2000	Cession	(10 000)
Romain Desrousseaux	Actions	21/12/2023	29,9400	Cession	(10 000)

¹ À l'exception de Monsieur Xavier Barbaro dont les personnes morales liées sont identifiées, ce tableau identifie seulement les dirigeants et personnes assimilées sans préciser l'identité de leurs éventuelles personnes liées ayant réalisé les opérations listées dans ce tableau.

7.2.5 AUTO-CONTRÔLE, AUTO-DÉTENTION ET ACQUISITION PAR LA SOCIÉTÉ DE SES PROPRES ACTIONS

Au 31 décembre 2023, aucune action de la Société n'est détenue par l'une de ses filiales ou par un tiers pour son compte. Au 31 décembre 2023, la Société détient 329 784 de ses actions, représentant 0,22 % de son capital social (sur la base du capital social au 31 décembre 2023), dont 63 418 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité. Ces actions sont privées de droit de vote.

7.2.6 AUTRES TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL

7.2.6.1 AUGMENTATION DE CAPITAL

Le 27 mars 2023, Neoen a annoncé le succès de son augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, représentant un montant total brut (prime d'émission incluse) de 750 403 588,40 euros. Pour plus de détail, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.4.1.2 du présent document.

7.2.6.2 OPTIONS DE SOUSCRIPTION D'ACTIONS

L'assemblée générale de la Société du 25 mai 2022, au titre de sa vingt-quatrième 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. Cette délégation a été consentie pour une durée de vingt-six mois.

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.

Les informations concernant les options de souscription d'actions sont décrites au paragraphe 6.3.4.2 du présent document.

7.2.6.3 ATTRIBUTIONS GRATUITES D'ACTIONS

L'assemblée générale de la Société du 25 mai 2021, au titre de sa seizième 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. Cette délégation a été consentie pour une durée de vingt-six mois.

Le 28 février 2023, le Conseil d'administration a décidé d'attribuer gratuitement 221 766 actions de Neoen S.A. à certains salariés du Groupe. L'attribution des actions ne sera définitive qu'au terme d'une période d'acquisition d'une durée de 3 ans, à condition que

les bénéficiaires soient toujours présents au sein du Groupe et que les conditions de performance fixées par le Conseil d'administration dans le règlement du plan, et portant notamment sur l'atteinte d'objectifs financiers et de développement, soient remplies.

La délégation consentie au titre de la seizième résolution de l'assemblée générale de la Société du 25 mai 2021 a été remplacée par celle de la seizième résolution de l'assemblée générale de la Société du 10 mai 2023.

Les informations concernant les attributions gratuites d'actions sont décrites au paragraphe 6.3.4.3 du présent document.

7.2.6.4 OBLIGATIONS À OPTION DE CONVERSION ET/OU D'ÉCHANGE EN ACTIONS NOUVELLES OU EXISTANTES

OCEANES vertes 2020

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) (les « OCEANES vertes 2020 »).

Le produit net de l'émission a été affecté au financement ou au refinancement de projets de production d'énergie renouvelable (énergies solaire et éolienne) ou de stockage d'énergie, conformément aux exigences de la taxonomie de l'Union Européenne et au *Green Bond Framework* du 27 mai 2020 revu par Moody's ESG Solutions (anciennement Vigeo Eiris) publié et disponible sur le site Internet de la Société (le « *Green Bond Framework* »), et avait 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).

Les OCEANES vertes 2020 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 OCEANES vertes 2020 émises est de 46,20 euros et la parité de conversion initiale de 1 action pour chaque OCEANE verte 2020 exercée telle qu'ajustée au 31 décembre 2023 s'élève à 1,170 action pour chaque OCEANE verte 2020 exercée, sous réserve des ajustements usuels ultérieurs prévus par les termes et conditions des OCEANES vertes 2020.

Sous certaines conditions définies par les termes et conditions des OCEANES vertes 2020, en cas de changement de contrôle de la Société ou d'événement de liquidité du marché de l'action de la Société ou encore d'une radiation des actions de la Société (tel que défini dans les termes et conditions des OCEANES vertes 2020), les porteurs peuvent demander avant la date de maturité le remboursement anticipé des OCEANES vertes 2020 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 OCEANES vertes 2020.

OCEANES vertes 2022

La Société a réalisé le 14 septembre 2022 une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes à échéance au 14 septembre 2027 pour un montant en principal de 300 millions d'euros (montant brut de l'émission) (les «OCEANES vertes 2022»).

Le produit net de l'émission est affecté au financement ou au refinancement de projets de production ou de stockage d'énergie renouvelable, conformément au *Green Bond Framework*.

Les OCEANES vertes 2022 portent intérêt à compter de leur date d'émission à un taux annuel de 2,875 % payable semestriellement à terme échu les 14 mars et 14 septembre de chaque année, pour la première fois le 14 mars 2023. La valeur nominale unitaire des 3 000 OCEANES vertes 2022 est de 100 000 euros et la parité de conversion initiale de 1 941,7513 actions pour chaque OCEANE verte 2022 exercée telle qu'ajustée au 31 décembre 2023 s'élève à 2 107,5361 actions pour chaque OCEANE verte 2022 exercée, sous réserve des ajustements usuels ultérieurs prévus par les termes et conditions des OCEANES vertes 2022.

Sous certaines conditions définies par les termes et conditions des OCEANES vertes 2022, en cas de changement de contrôle de la Société, de la survenance d'un événement de liquidité du marché de l'action de la Société ou encore d'une radiation des actions de la Société (tel que ces termes sont définis dans les termes et conditions des OCEANES vertes 2022), les porteurs pourront demander avant la date de maturité le remboursement anticipé des OCEANES vertes 2022 à leur valeur nominale majorée des intérêts courus et non encore payés, 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 OCEANES vertes 2022.

7.2.7 CONDITIONS RÉGISSANT TOUT DROIT D'ACQUISITION ET/OU TOUTE OBLIGATION ATTACHÉ(E) AU CAPITAL SOUSCRIT, MAIS NON LIBÉRÉ

Néant.

7.2.8 CAPITAL SOCIAL DE TOUTE SOCIÉTÉ DU GROUPE FAISANT L'OBJET D'UNE OPTION OU D'UN ACCORD PRÉVOYANT DE LE PLACER SOUS OPTION

Neoen et ses filiales sont amenées à conclure des promesses de cession de titres ou des pactes d'actionnaires avec des tiers dans le cadre de leurs opérations d'investissement. Ces pactes prévoient généralement les règles de gouvernance applicables ainsi que les procédures à suivre en matière de cession de titres des sociétés de portefeuille concernées. Ils peuvent également établir des calendriers prévisionnels de sortie des actionnaires du capital des sociétés concernées. Ils sont tous soumis à des obligations de confidentialité.

7.2.9 PROGRAMME DE RACHAT PAR NEOEN DE SES PROPRES ACTIONS

Autorisation donnée par l'assemblée générale du 10 mai 2023

L'assemblée générale du 10 mai 2023, au titre de sa douzième résolution, a autorisé le Conseil d'administration à opérer en bourse sur les actions de la Société. Cette autorisation a été donnée pour dix-huit mois, jusqu'au 10 novembre 2024 et met fin à l'autorisation donnée au Conseil d'administration par l'assemblée générale du 25 mai 2022 dans sa treizième résolution à caractère ordinaire.

Le prix unitaire maximum de rachat a été fixé à 80 euros par action pour un montant maximum de 50 millions d'euros.

Les objectifs de ce programme sont les suivants :

- la mise en œuvre de tout plan d'options d'achat d'actions de la Société dans le cadre des dispositions des articles L.225-177 et suivants et L.22-10-56 et suivants du Code de commerce ou de tout plan similaire ; ou
- l'attribution ou de 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 ; ou
- l'attribution gratuite d'actions dans le cadre des dispositions des articles L.225-197-1 et suivants et L.22-10-59 et suivants du Code de commerce ; ou
- de manière générale, honorer des obligations liées à des programmes d'options sur actions ou autres allocations d'actions aux salariés ou mandataires sociaux de la Société ou d'une entreprise associée ; ou
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière ; ou
- l'annulation de tout ou partie des titres ainsi rachetés, conformément à l'autorisation conférée ou à conférer par l'assemblée générale extraordinaire ; ou
- la remise d'actions (à titre d'échange, de paiement ou autre) dans le cadre d'opérations de croissance externe, de fusion, de scission ou d'apport ; ou
- l'animation du marché secondaire ou de la liquidité des actions de la Société par un prestataire de services d'investissement dans le cadre d'un contrat de liquidité conforme à la pratique de marché admise par l'Autorité des marchés financiers (telle que modifiée le cas échéant).

Bilan du programme de rachat d'actions

(En nombre d'actions auto détenues)	Animation boursière	Programme de rachat d'actions ⁽¹⁾	Total
Situation au 31 décembre 2022	73 522	72 825	146 347
Achats	1 441 957	270 000	1 711 957
Ventes/Transferts	(1 452 061)	(76 459)	(1 528 520)
Situation au 31 décembre 2023	63 418	266 366	329 784

(1) La Société acquiert des actions propres afin de couvrir ses engagements d'octroi d'actions gratuites au profit de ses salariés et d'actionnariat salarié.

Sur l'ensemble de l'année 2023, 1 711 957 actions ont été achetées au prix moyen de 28,75 euros par action et 1 528 520 actions ont été vendues ou octroyées dans le cadre de plans d'actions gratuites au prix moyen de 13,54 euros par action.

Au 31 décembre 2023, la Société détient directement ou indirectement 329 784 actions propres, représentant une valeur de 9 383 731 euros sur la base de la valeur comptable.

7.2.10 ÉPARGNE SALARIALE

Accord d'intéressement

Afin d'associer les salariés français aux performances du Groupe, un nouvel accord d'intéressement a été conclu en 2021 avec le Comité Social et Économique (CSE). Cet accord a fait l'objet d'un dépôt à la DREETS. Cet accord a une durée d'application de trois ans, au titre des exercices 2022, 2023 et 2024.

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 2023, 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 DREETS.

Plans d'épargne d'entreprise et plans assimilés

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.

Au 31 décembre 2023, les salariés détiennent des actions de la Société dans le cadre du PEE (se référer au paragraphe 7.2.11 « actionnariat salarié » du présent document).

7.2.11 ACTIONNARIAT SALARIÉ

En 2023, la Société a mis en place pour la quatrième 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 et/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 4.3 – notes 2 et 13 du présent document.

Au 31 décembre 2023, la participation du personnel au capital social de la Société, calculée conformément à l'article L.225-102 du Code de commerce, s'élève à 259 733 actions détenues dans le cadre du plan d'épargne d'entreprise et 603 390 actions issues des attributions gratuites d'actions, soit un total de 863 123 actions détenues directement par les salariés au nominatif représentant 0,57 % du capital de la Société.

7.2.12 ÉVOLUTION DU CAPITAL SOCIAL

Le tableau ci-dessous présente l'historique des modifications du capital social de la Société sur les trois derniers exercices :

Date	Nature de l'opération	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)
15/03/2021	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	85 550 712	85 574 712	2	4,00	171 149 424
09/04/2021	Augmentation de capital (émission d'actions nouvelles avec maintien du droit préférentiel de souscription)	85 574 712	106 968 390	2	26,00	213 936 780
12/05/2021	Augmentation de capital (réservée aux salariés)	106 968 390	106 979 909	2	26,25	213 959 818
12/05/2021	Augmentation de capital (réservée aux salariés)	106 979 909	106 991 428	2	N/A	213 982 856
12/05/2021	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	106 991 428	106 995 752	2	3,55	213 991 504
31/05/2021	Augmentation de capital (attribution d'actions gratuites)	106 995 752	106 998 455	2	N/A	213 996 910
30/06/2021	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	106 998 455	107 011 665	2	7,25	214 023 330
31/12/2021	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	107 011 665	107 056 685	2	7,25 (7 005 actions) 3,55 (38 015 actions)	214 113 370
19/04/2022	Augmentation de capital (réservée aux salariés)	107 056 685	107 072 910	2	20,30	214 145 820
19/04/2022	Augmentation de capital (réservée aux salariés)	107 072 910	107 089 135	2	N/A	214 178 270
19/04/2022	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	107 089 135	107 103 350	2	7,25	214 206 700
23/06/2022	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	107 103 350	107 106 350	2	7,25	214 212 700
23/06/2022	Augmentation de capital (paiement du dividende en actions)	107 106 350	107 358 836	2	31,99	214 717 672
11/07/2022	Augmentation de capital (attribution d'actions gratuites)	107 358 836	107 521 854	2	N/A	215 043 708
26/10/2022	Augmentation de capital (conversion d'OCEANES 2024 en actions)	107 521 854	114 652 473	2	25,99	229 304 946
26/10/2022	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	114 652 473	114 669 498	2	7,25	229 338 996
28/02/2023	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	114 669 498	114 670 498	2	7,25	229 340 996

Date	Nature de l'opération	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)
29/03/2023	Augmentation de capital (émission d'actions nouvelles avec maintien du droit préférentiel de souscription)	114 670 498	151 365 050	2	18,45	302 730 100
12/05/2023	Augmentation de capital (émission d'actions nouvelles avec suppression du droit préférentiel de souscription)	151 365 050	151 387 578	2	17,51	302 775 156
12/05/2023	Augmentation de capital (réservée aux salariés)	151 387 578	151 410 106	2	N/A	302 820 212
12/05/2023	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	151 410 106	151 414 899	2	6,50	302 829 798
08/06/2023	Augmentation de capital (exercice d'options de souscription d'actions)	151 414 899	151 432 101	2	6,50	302 864 202
08/06/2023	Augmentation de capital (paiement du dividende)	151 432 101	152 073 465	2	22,61	304 146 930
03/07/2023	Augmentation de capital (attribution d'actions gratuites)	152 073 465	152 122 449	2	N/A	304 244 898

7.2.13 ALIÉNATION DE PARTICIPATIONS CROISÉES

Néant.

7.2.14 NANTISSEMENTS

À l'exception du nantissement de 10 000 000 d'actions de la Société par Impala SAS en garantie d'un prêt auprès d'un établissement financier, en date du 1^{er} mars 2023 et tel que déclaré par Impala SAS le 10 mars 2023, à la connaissance de la Société, il n'existe pas d'autre nantissement portant sur une part significative de son capital.

7.3 ACTIONNARIAT

7.3.1 RÉPARTITION DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE

Le tableau ci-dessous indique la répartition du capital et des droits de vote aux 31 décembre 2021, 31 décembre 2022 et 31 décembre 2023 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⁾	49 796 256	46,51%	46,51%
Cartusia SAS	1 000 086	0,93%	0,93%
Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille (directement ou indirectement)	721 357	0,67%	0,67%
Total concert ⁽²⁾	51 517 699	48,12%	48,12%
Fonds Stratégique de Participations (représenté par sa société de gestion ISALT)	6 950 000	6,49%	6,49%
FPCI FONDS ETI 2020 (représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement)	5 016 112	4,69%	4,69%
Flottant	43 572 874	40,70%	40,70%
Total au 31 décembre 2021	107 056 685 ⁽³⁾	100%	100%
Impala SAS ⁽¹⁾	51 128 741	44,59%	44,59%
Cartusia SAS	1 076 498	0,94%	0,94%
Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille (directement ou indirectement)	633 309	0,55%	0,55%
Total concert ⁽²⁾	52 838 548	46,08%	46,08%
Fonds Stratégique de Participations (représenté par sa société de gestion ISALT)	6 970 447	6,08%	6,08%
FPCI FONDS ETI 2020 (représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement)	5 030 869	4,39%	4,39%
Flottant	49 829 634	43,45%	43,45%
Total au 31 décembre 2022	114 669 498 ⁽⁴⁾	100%	100%
Impala SAS ⁽¹⁾	64 144 529	42,17%	42,17%
Cartusia SAS	1 261 485	0,83%	0,83%
Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille (directement ou indirectement)	685 149	0,45%	0,45%
Total concert ⁽²⁾	66 091 163	43,45%	43,45%
Fonds Stratégique de Participations (représenté par sa société de gestion ISALT)	10 534 226	6,92%	6,92%
FPCI FONDS ETI 2020 (représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement)	6 674 470	4,39%	4,39%
Flottant	68 822 590	45,24%	45,24%
Total au 31 décembre 2023	152 122 449 ⁽⁵⁾	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 Cartusia SAS, cette dernière étant un véhicule d'investissement long terme détenu par Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille.

(3) Le 9 avril 2021, le Groupe a réalisé une augmentation de capital de 591,2 millions d'euros (après prise en compte des frais d'émission) par émission de 21 393 678 nouvelles actions ordinaires.

(4) Ce montant inclut la création de 7 130 619 actions dans le cadre de la conversion, le 28 octobre 2022, des OCEANES émises le 7 octobre 2019.

(5) Le 29 mars 2023, le Groupe a réalisé une augmentation de capital de 750,4 millions d'euros (après prise en compte des frais d'émission) par émission de 36 694 552 nouvelles actions ordinaires.

Pour plus d'informations concernant la présentation des principaux actionnaires, le lecteur est invité à se reporter au chapitre « introduction » du présent document.

7.3.2 ENGAGEMENTS DE CONSERVATION DES TITRES PRIS PAR LES ACTIONNAIRES

Au 31 décembre 2023, il n'existe pas d'engagements de conservation des titres pris par les actionnaires, ces derniers ayant expirés au cours de l'exercice 2023. Pour rappel, ils concernaient les engagements de conservation de titres pris par Impala SAS, Fonds Stratégique de Participations (représenté par sa société de gestion ISALT) et FPCI FONDS ETI 2020 (représenté par sa société de gestion Bpifrance Investissement) pour une durée de 90 jours calendaires suivant la date du règlement-livraison des actions nouvelles dans le cadre de l'augmentation de capital réalisée le 29 mars 2023 (telle que décrite aux paragraphes 2.4.1.2 et 7.2.6.1 du présent document).

7.3.3 OBLIGATION DE DÉTENTION DES ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ

Conformément au règlement intérieur du Conseil d'administration (article 3.10), chaque membre du Conseil d'administration doit être propriétaire (directement ou indirectement) 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. En cas de détention indirecte, l'administrateur concerné en informe le Président du Conseil d'administration ou le secrétaire du Conseil ou à défaut, le secrétaire général de la Société. Lors de l'accès à leurs fonctions, les membres du Conseil d'administration doivent mettre les titres qu'ils détiennent au nominatif. Il en est de même des titres acquis ultérieurement.

Par ailleurs, en application du Code AFEP/MEDEF auquel la Société se réfère, le Conseil d'administration a fixé à 5 000 le nombre minimum d'actions de la Société que les dirigeants mandataires sociaux doivent détenir au nominatif et jusqu'à la fin de leurs fonctions.

7.3.4 FRANCHISSEMENTS DE SEUILS LÉGAUX ET/OU STATUTAIRES

Au 31 décembre 2023, les actionnaires ayant franchi les seuils légaux et/ou statutaires sont les suivants :

Date d'opération sur le marché	Intermédiaires inscrits ou gestionnaires de fonds	Nature du franchissement	Nombre d'actions	% Capital
18/01/2023	Caisse des Dépôts	↘	6 837 242 ²	5,96%
09/03/2023	Millenium International Management LP	↗	1 273 745	1,11%
23/03/2023	GIC Private Limited (GIC)	↗	1 183 581	1,03%
24/03/2023	Schroders Plc	↗	2 797 659	2,44%
24/03/2023	La Banque Postale Asset Management	↗	N.C.	1,23%
29/03/2023	Caisse des Dépôts	↗	9 327 252 ²	6,16%
29/03/2023	Invesco Ltd	↘	1 395 101	0,92%
30/03/2023	Amundi	↗	3 082 612	2,68%
31/03/2023	Invesco Ltd	↘	1 394 351	0,92%
11/04/2023	Point 72 UK Limited	↘	159 443	0,10%
13/04/2023	AXA Investment Managers SA	↘	1 501 500	0,99%
14/04/2023	AXA Investment Managers SA	↗	1 621 484	1,07%
09/05/2023	GIC Private Limited (GIC)	↗	3 030 323	2,00%
01/06/2023	Amundi	↘	3 458 193	2,28%
10/07/2023	Amundi	↘	3 013 357	1,99%
04/08/2023	Schroders Plc	↘	3 031 940	1,99%
24/08/2023	GIC Private Limited (GIC)	↗	4 678 161	3,08%
19/09/2023	Amundi	↗	3 044 588	2%
20/09/2023	Amundi	↘	2 975 856	1,95%
25/09/2023	Amundi	↗	3 192 803	2,09%
26/09/2023	GIC Private Limited (GIC)	↗	6 143 414	4,04%
20/10/2023	Blackrock	↘	2 848 346	1,87%
20/10/2023	Amundi	↘	3 019 076	1,98%
08/11/2023	CDC croissance	↗	3 049 012	2,01%

² Franchissement de seuils déclaré au titre de ses participations dans la société Bpifrance Investissement, CDC croissance et CDC.

7.3.5 STRUCTURE DE CONTRÔLE

Au 31 décembre 2023, la Société est indirectement, au travers de la société Impala SAS, contrôlée par Monsieur Jacques Veyrat et sa famille, qui détiennent 42,17 % 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'actionnaires concertant avec Cartusia SAS, un véhicule d'investissement long terme détenu par Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille.

Au 31 décembre 2023, les sociétés Impala SAS et Cartusia SAS (avec Monsieur Xavier Barbaro et les membres de sa famille, directement ou indirectement) détiennent de concert une participation dans le capital et les droits de vote de la Société leur conférant le contrôle de la Société (leur participation totale dans le capital et les droits de vote de la Société s'élevant à 43,45 %).

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 ;
- un administrateur a été nommé Administrateur Référent ;
- un administrateur est un représentant du Fonds Stratégique de Participations (FSP) ;
- un administrateur est un représentant de Bpifrance Investissement ;
- deux administrateurs (soit moins de la moitié) sont liés à Impala SAS.

Pour plus de détails, se référer au paragraphe 6.2.1 « principes gouvernant la composition et le fonctionnement du Conseil d'administration » du présent document.

7.3.6 ACCORDS SUSCEPTIBLES D'ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE

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

7.3.7 DIVIDENDES

7.3.7.1 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 prend en compte notamment les résultats de la Société, sa situation financière, la mise en œuvre de ses objectifs et ses besoins en liquidités.

La Société a versé, pour la deuxième fois, un dividende en 2023, au titre de l'exercice 2022. Le versement des dividendes est soumis aux restrictions fixées dans le contrat de crédit syndiqué de la Société.

Compte tenu de l'atteinte de ses objectifs pour l'année 2023, la Société proposera à la prochaine assemblée générale, prévue le 14 mai 2024, le versement d'un dividende de 0,15 euro par action, payable en totalité soit en numéraire, soit en actions ordinaires nouvelles, au titre de l'exercice 2023, lequel s'est soldé par un résultat net de 137,4 millions d'euros. Conformément aux annonces faites lors de son *Capital Markets Day* du 1^{er} mars 2023, la Société entend augmenter de manière progressive son dividende par action au titre des exercices 2024 et 2025 au regard notamment de l'évolution de ses résultats et de sa situation financière.

7.3.7.2 DIVIDENDES DISTRIBUÉS AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

Exercice de référence	Dividende par action (en euros)	Période d'exercice de l'option pour le paiement du dividende en actions nouvelles	Pourcentage des droits exercés en faveur du paiement du dividende en actions	Nombre d'actions ordinaires nouvelles créées	Pourcentage du capital (après augmentation de capital)	Versement en numéraire
Exercice 2021	0,10	Du 3 juin 2022 au 17 juin 2022 inclus	80%	252 486	0,2%	2,1 millions d'euros
Exercice 2022	0,125	Du 19 mai 2023 au 2 juin 2023 inclus	83%	641 364	0,42%	3,1 millions d'euros

Pour le dividende de l'exercice clos le 31 décembre 2023, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 7.3.7.1 du présent document.

7.4 MARCHÉ DU TITRE ET RELATIONS AVEC LES ACTIONNAIRES

7.4.1 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, S&P Global Clean Energy Index ;
- SRD : Éligible ;
- PEA : Éligible ;
- code ISIN : FR0011675362 ;
- date de 1^{ère} cotation : 17 octobre 2018.

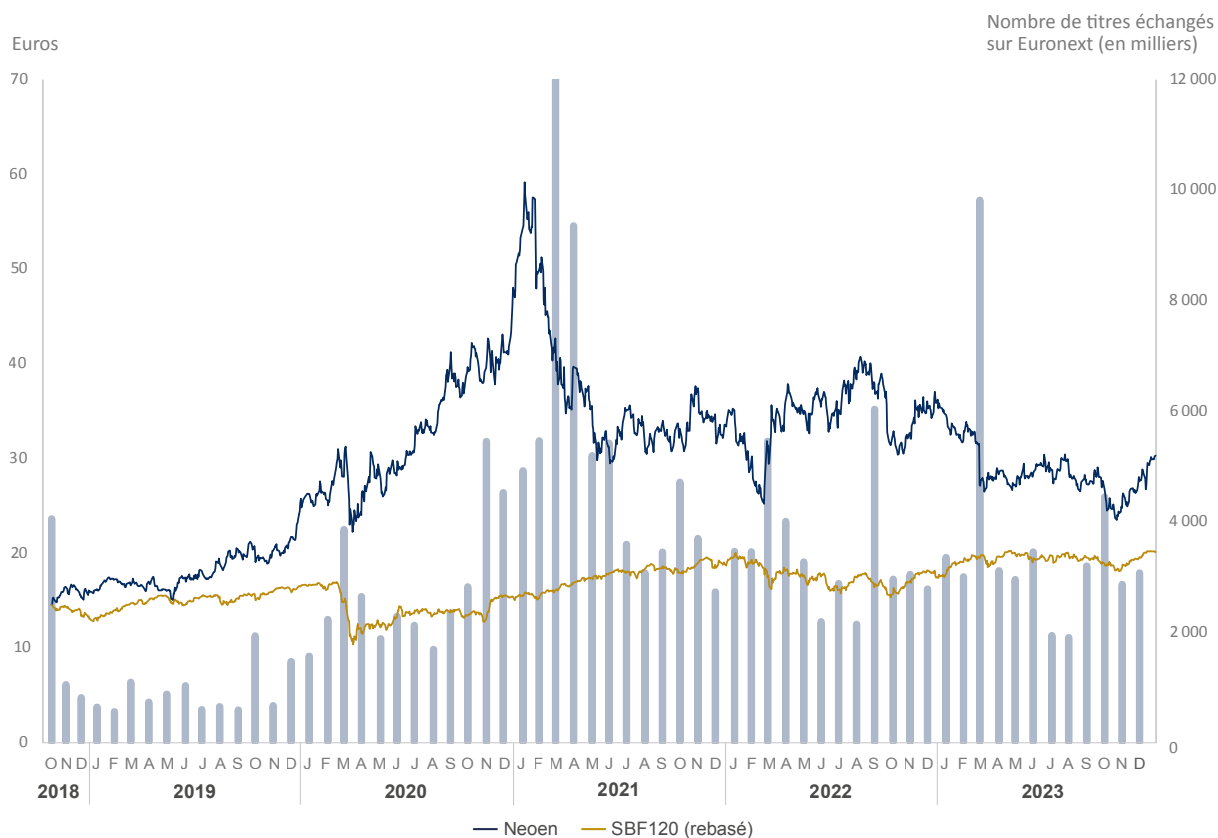
Données boursières

Cours moyen depuis la première cotation jusqu'au 29.02.2024	29,56 €
Volume moyen depuis la première cotation jusqu'au 29.02.2024	147 683 titres
Cours le plus haut en 2023	34,58 € le 02/01/2023
Cours le plus bas en 2023	23,48 € le 23/10/2023
Progression de l'action depuis la cotation jusqu'au 29.02.2024	+ 59,5%
Variation entre le 01.01.2023 et le 29.02.2024	– 33,3%
Capitalisation boursière au 29.02.2024	3,5 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 2023	34,58	31,67	151,7
Février 2023	33,84	31,40	149,5
Mars 2023	28,95	26,46	426,3
Avril 2023	28,70	26,62	155,0
Mai 2023	29,42	27,00	127,8
Juin 2023	30,38	28,30	156,4
Juillet 2023	30,40	27,32	91,8
Août 2023	29,06	26,50	82,1
Septembre 2023	29,04	26,92	151,7
Octobre 2023	26,76	23,48	201,6
Novembre 2023	28,02	24,74	129,6
Décembre 2023	30,28	26,72	145,8
Janvier 2024	29,16	25,76	132,0
Février 2024	26,62	22,12	144,3

Évolution du cours de l'action Neoen



7.4.2 RELATIONS AVEC LES ACTIONNAIRES

7.4.2.1 ACCESSIBILITÉ 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.noen.com) dans la rubrique Investisseurs qui réunit notamment :

- Le présent 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*, *Capital Markets Day*, rapports financiers semestriels, présentations investisseurs) ;
- 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 sur simple demande auprès de la direction de la communication financière de la Société, sur l'adresse courriel ir@noen.com.

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

7.4.2.2 RELATIONS AVEC LES INVESTISSEURS INSTITUTIONNELS ET LES ANALYSTES FINANCIERS

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

Concernant l'exercice 2023, 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 des relations investisseurs ont participé à des rencontres avec la communauté financière (analystes financiers et investisseurs institutionnels), sous la forme de conférences sectorielles et *roadshows* présentiels et digitaux.

L'action Neoen est suivie par 16 bureaux d'analyse financière.

7.4.2.3 AGENDA

Agenda financier 2024

2 mai 2024Chiffre d'affaires
du 1^{er} trimestre**14 mai 2024**Assemblée générale
des actionnaires**25 juillet 2024**Résultats
du 1^{er} semestre**5 novembre 2024**Chiffre d'affaires
des neuf premiers mois

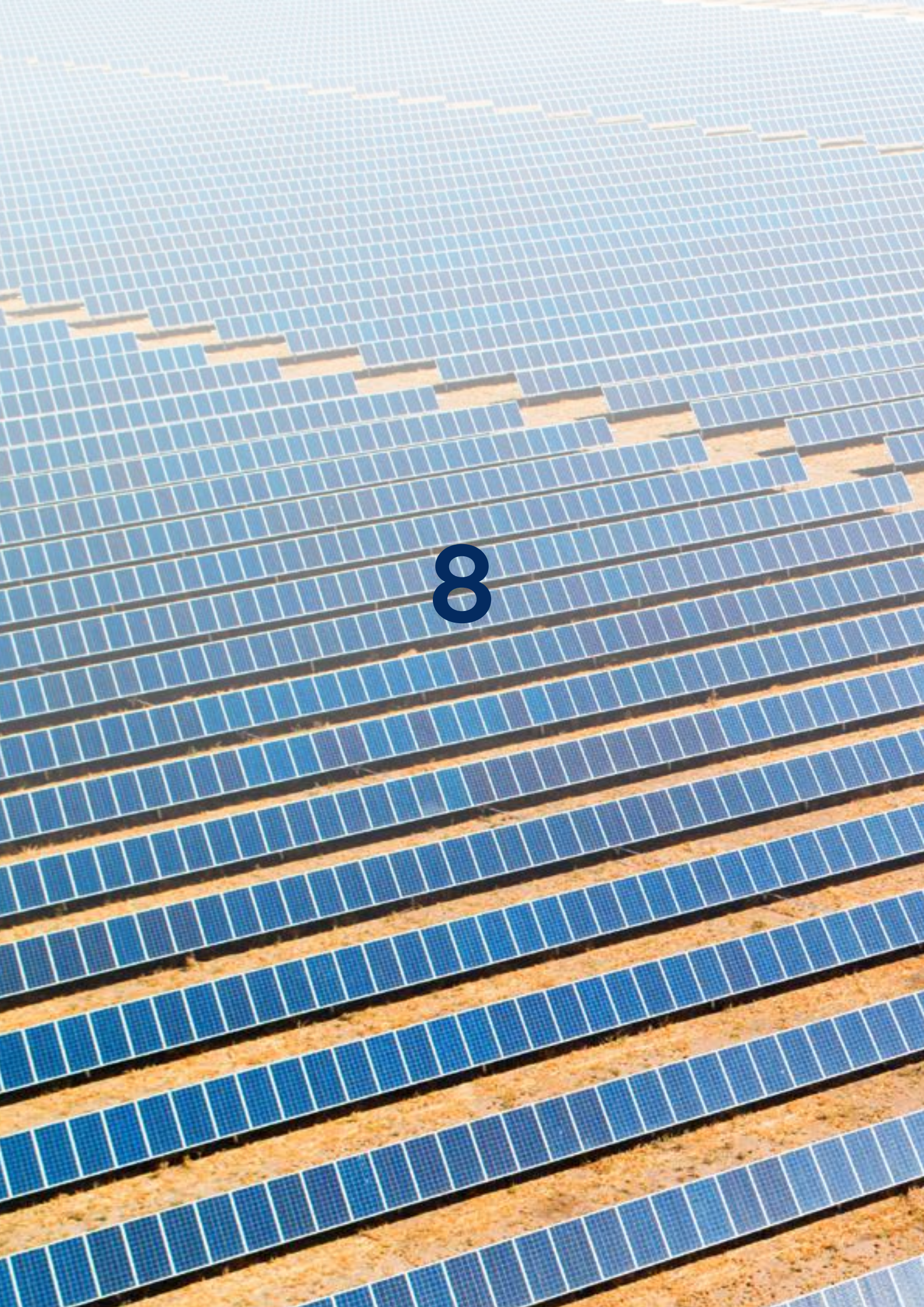
7.4.2.4 CONTACTS COMMUNICATION FINANCIÈRE

Direction des relations investisseurs

22, rue Bayard 75008 Paris

Email : ir@neoen.com





8

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

8.1	PERSONNES RESPONSABLES	338	8.4	DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC	339
8.1.1	Responsable du document d'enregistrement universel et du rapport financier annuel	338	8.5	TABLES DE CONCORDANCE	340
8.1.2	Attestation du responsable du document d'enregistrement universel et du rapport financier annuel	338	8.5.1	Table de concordance avec le rapport financier annuel	340
8.1.3	Responsable de l'information financière	338	8.5.2	Table de concordance avec le rapport de gestion de la Société et du Groupe	340
8.2	RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES	338	8.5.3	Table de concordance de la déclaration de performance extra-financière	341
8.2.1	Commissaires aux comptes	338	8.5.4	Table de concordance avec le rapport sur le gouvernement d'entreprise	342
8.2.2	Informations sur les contrôleurs légaux ayant démissionné, ayant été écartés ou n'ayant pas été renouvelés	339	8.5.5	Table de concordance avec les rubriques de l'annexe 1 et 2 du règlement délégué (UE) 2019/980	343
8.2.3	Honoraires versés aux contrôleurs légaux	339	8.6	GLOSSAIRE	346
8.3	INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES INCLUSES PAR RÉFÉRENCE	339			

8.1 PERSONNES RESPONSABLES

8.1.1 RESPONSABLE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL ET DU RAPPORT FINANCIER ANNUEL

Xavier Barbaro, président - directeur général de Neoen S.A.

8.1.2 ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL ET DU RAPPORT FINANCIER ANNUEL

« J'atteste, que les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion contenu dans le document d'enregistrement universel présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation et qu'il décrit les principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées. »

Paris, le 21 mars 2024

Monsieur Xavier Barbaro

Président - directeur général de Neoen S.A.

8.1.3 RESPONSABLE DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Xavier Barbaro

Président - directeur général de Neoen S.A.

22 rue Bayard, 75008 Paris

8.2 RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES

8.2.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES

	Date de 1 ^{ère} nomination	Date de Nomination/renouvellement	Durée du mandat	Expiration du mandat
Titulaires				
Deloitte & Associés Commissaire aux comptes Membre de la Compagnie régionale de Versailles et du Centre Représenté par Benoit Pimont Tour Majunga, 6 place de la Pyramide 92908 Paris-La Défense	15.04.2014	26.05.2020	6 exercices	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31.12.2025
RSM Paris Commissaire aux comptes Membre de la Compagnie régionale de Paris Représenté par Jean-Charles Boucher 26 rue Cambacérès 75008 Paris	12.09.2018	12.09.2018	6 exercices	Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31.12.2023

8.2.2 INFORMATIONS SUR LES CONTRÔLEURS LÉGAUX AYANT DÉMISSIONNÉ, AYANT ÉTÉ ÉCARTÉS OU N'AYANT PAS ÉTÉ RENOUVELÉS

Durant la période couverte par les informations financières historiques, il n'y a pas eu de démission des contrôleurs légaux.

8.2.3 HONORAIRES VERSÉS AUX CONTRÔLEURS LÉGAUX

Le tableau des honoraires des commissaires aux comptes de l'Entreprise figure en note 25 des annexes aux comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 figurant à la section 4.1 du présent document.

8.3 INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES INCLUSES PAR RÉFÉRENCE

En application de l'article 19 du règlement (UE) n° 2017/1129 du 14 juin 2017, sont inclus par référence dans le présent document d'enregistrement universel 2023 :

- les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 établis en application du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, et le rapport des commissaires aux comptes afférent présentés respectivement aux sections 4.1 et 4.2 du Document d'Enregistrement Universel 2022 enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 7 avril 2023 sous le numéro D. 23-0256, ainsi que les informations extraites du rapport de gestion 2022 figurant aux chapitres 1, 2, 3, 5 et 7 du Document d'Enregistrement Universel 2022 ;
- les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021 établis en application du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, et le rapport des commissaires aux comptes afférent présentés respectivement aux sections 4.1 et 4.2 du Document d'Enregistrement Universel 2021 enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 31 mars 2022 sous le numéro D. 22-0224, ainsi que les informations extraites du rapport de gestion 2021 figurant aux chapitres 1, 2, 3, 5 et 7 du Document d'Enregistrement Universel 2021 ;
- les parties non incluses de ces documents sont soit sans objet pour l'investisseur, soit couvertes par un autre endroit du Document d'Enregistrement Universel.

8.4 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC

Les communiqués de la Société, les documents annuels comprenant notamment les informations financières historiques sur la Société déposés auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont accessibles sur le site Internet de la Société à l'adresse suivante : www.neoen.com, et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22 rue Bayard, 75008 Paris.

Toutes les informations publiées et rendues publiques par la Société au cours des douze derniers mois en France sont disponibles sur le site internet de la Société à l'adresse indiquée ci-dessus et sur le site de l'AMF à l'adresse suivante : www.amf-france.org.

Enfin, les statuts de la Société ainsi que les procès-verbaux d'assemblées générales, les rapports des commissaires aux comptes et tous autres documents sociaux peuvent être consultés au siège social de la Société.

8.5 TABLES DE CONCORDANCE

8.5.1 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

Afin de faciliter la lecture du présent document d'enregistrement universel, la table de concordance ci-après permet d'identifier les informations, prévues à l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et à l'article 222-3 du Règlement général de l'AMF, qui constituent le rapport financier annuel.

Éléments requis	Section / Paragraphe
Comptes consolidés du Groupe (IFRS)	4.1
Comptes annuels de Neoen S.A. (normes françaises)	4.3
Rapport de gestion	Table dédiée – 8.5.2
Rapport sur le gouvernement d'entreprise	Table dédiée – 8.5.4
Déclaration de la personne responsable	8.1.2
Rapport de certification des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	4.2
Rapport de certification des commissaires aux comptes sur les comptes annuels de Neoen S.A.	4.4
Honoraires des commissaires aux comptes	Note 25 – 4.1

8.5.2 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT DE GESTION DE LA SOCIÉTÉ ET DU GROUPE

Le présent document d'enregistrement universel comprend tous les éléments du rapport de gestion.

Afin de prendre connaissance des éléments du rapport de gestion, la table de concordance suivante permet d'identifier les principales informations prévues par les articles L. 225-100 et suivants, L.22-10-35 et L.22-10-36, L. 232-1 et R. 225-102 et suivants du Code de commerce. Les sections spécifiques du rapport de gestion dédiées au gouvernement d'entreprise, en application des articles L. 225-37 al. 6, et suivants, L.22-10-8 et suivants du Code de commerce sont détaillées au paragraphe 8.5.4.

Éléments requis	Section / Paragraphe
Situation et activité	
Analyse de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société, notamment de sa situation d'endettement au regard du volume et de la complexité des affaires	2.4
Activité et résultats de l'ensemble de la Société, des filiales de la Société et des sociétés qu'elle contrôle par branche d'activité	2.4 et 2.5.2
Indicateurs clés de performance de nature financière et, le cas échéant, de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société	2.1
Principaux risques et incertitudes auxquels le Groupe est exposé	3
Risques financiers liés aux effets du changement climatique et mesures prises par la Société	3.1.5
Procédure de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société relative à l'élaboration et traitement de l'information financière	3.2.2
Objectifs et politique de couverture et exposition de la Société aux risques de prix, de crédit, de liquidité et de trésorerie	3.1.1, 3.1.3 et 3.2.2
Réintégration des frais généraux et des charges somptuaires (CGI article 39.4 et 223 quater, article 39.5 et 223 quinquies)	2.8.2.6, 2.8.2.7 et 2.8.2.8
Activités en matière de recherche et de développement	1.4
Evènements importants survenus depuis la fin de l'exercice	2.8.1
Evolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives	2.3
Prises de participation ou de contrôle significatives dans des sociétés ayant leur siège en France	2.8.2.4 – Néant
Activités des filiales de la Société	1.3.3

Éléments requis	Section / Paragraphe
Tableau des résultats de la Société au cours des cinq dernières années	2.8.2.3
Information sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients de la Société	2.8.2.5
Informations juridiques et liées à l'actionariat	
Participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice	7.2.10 et 7.2.11
Identité des actionnaires détenant plus de 5 %	7.3
Dénomination des sociétés contrôlées directement ou indirectement par la Société et la part du capital de la Société que celles-ci détiennent (actions d'autocontrôle)	7.2.5
Informations sur les rachats d'action	7.2.9
Montant des dividendes distribués au titre des trois derniers exercices	7.3.7.2
État récapitulatif des opérations réalisées par les dirigeants sur les titres de la Société	7.2.4
Informations sur les prêts accordés à d'autres entreprises	N/A
Liste des succursales existantes	N/A
Performance extra-financière	
Déclaration consolidée de performance extra-financière (DPEF)	Table dédiée – 8.5.3
Plan de vigilance	5.9

8.5.3 TABLE DE CONCORDANCE DE LA DÉCLARATION DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE

Éléments requis	Chapitre / Section / Paragraphe
ÉLÉMENTS DE LA DÉCLARATION DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE 2023	
Présentation du modèle d'affaires	
Principales activités de l'entreprise : chiffres clés, organisation et gouvernance	Introduction. Notre mission ; Nos métiers ; Un acteur multi-local ; Notre modèle en quelques chiffres ; Gouvernance
Description du modèle économique	Introduction. Nos métiers
Stratégie : perspectives d'avenir et objectifs	Introduction. Notre ambition pour 2025
Présentation des principaux risques extra-financiers liés à l'activité de la Société	3.1 et 5.3
Description des politiques appliquées par l'entreprise, résultats et indicateurs de performance	
Risques liés à l'éthique et à la corruption	5.4.1
Risques auprès des fournisseurs et contractants dont les pratiques ne respectent pas les droits humains	5.4.2
Risques liés à la capacité de rétention des cadres et salariés clés	5.4.3
Risques liés à la santé & sécurité des salariés et des sous-traitants	5.5.1
Risques liés à l'opposition de l'implantation d'une installation par les populations locales	5.6.1
Autres thématiques et informations citées dans l'article L225-102-1	
Les effets de l'activité quant au respect des droits de l'Homme	5.4.1 et 5.4.2
Les effets de l'activité quant à la lutte contre la corruption	5.4.1
La manière dont la Société prend en compte le risque d'évasion fiscale	5.9
Changement climatique	5.4.5
Economie circulaire	5.5.3
Lutte contre le gaspillage alimentaire, lutte contre la précarité alimentaire, respect du bien-être animal et alimentation responsable, équitable et durable	N/A

Éléments requis	Chapitre / Section / Paragraphe
Accords collectifs et impacts	5.4
Lutte contre les discriminations, promotion des diversités et mesures prises en faveur des personnes handicapées	5.4.4
Engagements sociétaux	5.6.1 et 5.6.2
Actions visant à promouvoir la pratique d'activités physiques et sportives	N/A
Actions visant à promouvoir le lien Nation-armée et à soutenir l'engagement dans les réserves	N/A

8.5.4 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Éléments requis	Section / Paragraphe
Missions, composition, conditions de préparation et d'organisation du conseil d'administration	6.2.1
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	6.1.1
Modalités d'exercice de la Direction générale	6.2.2.1
Description de la politique, objectifs et résultats de la diversité appliquée aux membres du Conseil (y compris représentation équilibrée des femmes et des hommes)	6.2.1.5
Limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur général	6.2.2.1 (i)
Référence au Code AFEP-MEDEF et application du principe <i>comply or explain</i>	6.2.1.3
Description et mise en œuvre de la procédure d'évaluation des conventions courantes	6.4.3
Examen de l'indépendance des membres et des éventuels conflits d'intérêt	6.2.1.4
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif de la Société et une filiale	6.4.2
Politique de rémunération des mandataires sociaux	6.3.1, 6.3.2 et 6.3.3
Rémunérations et avantages de toutes natures versées aux mandataires sociaux	6.3.2, 6.3.3, 6.3.4 et 6.3.5
Utilisation de la possibilité de demander la restitution d'une rémunération variable	N/A
Rémunération versée ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	N/A
Ratios entre le niveau de rémunération de chaque dirigeant mandataire social et les rémunérations moyenne et médiane des salariés de la Société	6.3.2.2
Évolution annuelle de la rémunération, des performances de la Société, de la rémunération moyenne des salariés de la Société et des ratios susvisés au cours des cinq exercices les plus récents	6.3.2.2
Explication de la manière dont la rémunération totale respecte la politique de rémunération adoptée, y compris dont elle contribue aux performances à long terme de la Société et de la manière dont les critères de performance ont été appliqués	6.3.2.3 et 6.3.2.4
Manière dont a été pris en compte le vote de la dernière Assemblée Générale ordinaire	6.3.2.3 et 6.3.2.4
Écart par rapport à la procédure de mise en œuvre de la politique de rémunération et toute dérogation	N/A
Application des dispositions du second alinéa de l'article L. 225-45 du Code de commerce (suspension du versement de la rémunération des administrateurs en cas de non-respect de la mixité du conseil d'administration)	N/A
Attribution et conservation des options par les mandataires sociaux	N/A
Attribution et conservation d'actions gratuites aux dirigeants mandataires sociaux	6.3.4.3
Modalités particulières relatives à la participation des actionnaires à l'assemblée générale	6.2.2.5

Éléments requis	Section / Paragraphe
Éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange	6.4.5
Tableau récapitulatif de l'état des délégations de compétence et de pouvoirs en cours de validité consenties par l'assemblée générale des actionnaires au conseil d'administration en matière d'augmentation du capital social et de l'utilisation faite de ces délégations au cours de l'exercice écoulé	6.4.1

8.5.5 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LES RUBRIQUES DE L'ANNEXE 1 ET 2 DU RÈGLEMENT DÉLÉGUÉ (UE) 2019/980

La présente table de concordance reprend les principales rubriques prévues par les annexes 1 et 2 du Règlement délégué (UE) 2019/980 de la Commission européenne du 14 mars 2019 et renvoie aux paragraphes du présent document d'enregistrement universel où sont mentionnées les informations relatives à chacune de ces rubriques.

Éléments requis	Section / Paragraphe
Section 1 Personnes responsables, informations provenant de tiers, rapports d'experts et approbation de l'autorité compétente	
1.1 Identité de la personne responsable	8.1.1 et 8.1.3
1.2 Attestation de la personne responsable	8.1.2
1.3 Identité de la personne intervenant en qualité d'expert dont la déclaration ou le rapport est inclus dans le document d'enregistrement universel	N/A
1.4 Déclaration relative aux informations fournies par un tiers	N/A
1.5 Déclaration relative à l'autorité compétente	Encart AMF
Section 2 Contrôleurs légaux des comptes	
2.1 Identité	8.2
2.2 Changement	N/A
Section 3 Facteurs de risque	3
Section 4 Informations concernant l'émetteur	
4.1 Raison sociale et nom commercial	7.1
4.2 Lieu et numéro d'enregistrement, identifiant d'identité juridique (LEI)	7.1 et 4.1 – note 1.1
4.3 Date de constitution et durée de vie	7.1
4.4 Siège social, forme juridique, législation applicable, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège social, site web	7.1
Section 5 Aperçu des activités	
5.1 Principales activités	1.3
5.1.1 Nature des opérations effectuées et principales activités	1.3
5.1.2 Développement de nouveaux produits et/ou services	1.3
5.2 Principaux marchés	1.3.3
5.3 Événements importants dans le développement des activités	1.1.1, 2.4.1, 4.1 – note 1.3 et 4.3 – note 2
5.4 Stratégies et objectifs	1.1.2
5.5 Dépendance de l'émetteur à l'égard des brevets, licences contrats et procédés de fabrication	N/A
5.6 Position concurrentielle	1.2.4
5.7 Investissements	2.5.8
5.7.1 Investissements importants réalisés	2.5.8.2

Eléments requis		Section / Paragraphe
5.7.2	Investissements importants en cours	2.5.8.3
5.7.3	Informations sur les co-entreprises et participations susceptibles d'avoir une influence significative sur l'évaluation de l'actif et du passif, la situation financière ou les résultats	2.8.2.4
5.7.4	Questions environnementales pouvant influencer les immobilisations corporelles	2.5.8.5
Section 6 Structure organisationnelle		
6.1	Description sommaire du Groupe	2.8.2.4
6.2	Liste des filiales importantes	4.3 – note 18
Section 7 Examen de la situation financière et du résultat		
7.1	Situation financière	2.1, 2.4, 2.8, 4.1 et 4.2
7.2	Résultat d'exploitation	2.4, 2.8, 4.1.1 et 4.3.1
Section 8 Trésorerie et capitaux		
8.1	Informations sur les capitaux	2.5
8.2	Sources et montants des flux de trésorerie	2.5
8.3	Besoins et structure de financement	2.5
8.4	Restrictions à l'utilisation des capitaux	2.5
8.5	Sources de financement attendues	2.5
Section 9 Environnement réglementaire		
9.1	Environnement réglementaire et facteurs externes influençant sensiblement les activités	1.3.3
Section 10 Informations sur les tendances		2.3
Section 11 Prévisions ou estimations du bénéfice		
11.1	Prévisions ou estimations du bénéfice publiées	2.3
11.2	Principales hypothèses	1.1.2, 1.2.1, 1.3.1, 1.3.2 et 1.3.3
11.3	Déclaration de comparabilité avec les informations financières historiques et de conformité des méthodes comptables	2.3
Section 12 Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale		
12.1	Informations concernant les membres des organes d'administration et de gestion	6.1
12.1	Conflits d'intérêts	6.2.2 et 6.3.1
Section 13 Rémunération et avantages		
13.1	Rémunération versée et avantages en nature	6.3
13.2	Provisions pour pensions et retraites	6.3
13.3	Valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société attribués aux mandataires sociaux	6.3
Section 14 Fonctionnement des organes d'administration et de direction		
14.1	Date d'expiration des mandats actuels	6.1
14.2	Contrats de services liant les membres des organes d'administration et de direction à l'émetteur ou à l'une de ses filiales	6.2
14.3	Informations sur les comités du Conseil	6.1 et 6.2
14.4	Déclaration de conformité au régime de gouvernement d'Entreprise applicable à l'émetteur	6.2.1.3
14.5	Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	N/A
Section 15 Salariés		
15.1	Nombre de salariés	5.4

Eléments requis		Section / Paragraphe
15.2	Participation et stock-options des mandataires sociaux	6.3.4
15.3	Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital	7.2.10
Section 16 Principaux actionnaires		
16.1	Identification des principaux actionnaires	7.3.1
16.2	Droits de vote	7.3.1
16.3	Contrôle de la Société	7.3.1, 7.3.5
16.4	Accord dont la mise en œuvre est susceptible d'entraîner un changement de contrôle	7.3.6
Section 17 Transactions avec des parties liées		
17.1	Détail des transactions avec des parties liées	4.1 – note 24 et 4.3 – note 19
Section 18 Informations financières concernant l'actif et le passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur		
18.1	Informations financières historiques	
18.1.1	Informations financières historiques auditées et rapport d'audit	Chapitre 4
18.1.2	Changement de date de référence comptable	N/A
18.1.3	Normes comptables	4.1 et 4.2
18.1.4	Changement de référentiel comptable	N/A
18.1.5	États financiers	4.1 et 4.3
18.1.6	États financiers consolidés	4.1
18.1.7	Date des dernières informations financières	4.1 et 4.3
18.2	Informations financières intermédiaires et autres	
18.2.1	Informations financières semestrielles ou trimestrielles et informations financières intermédiaires	N/A
18.3	Audit des informations financières annuelles historiques	
18.3.1	Rapport d'audit relatif aux informations financières historiques	4.2 et 4.4
18.3.2	Autres informations vérifiées par les contrôleurs légaux	5.10
18.3.3	Informations financières non tirées des états financiers audités de l'émetteur	N/A
18.4	Informations financières pro forma	N/A
18.5	Politique en matière de dividendes	7.3.7
18.6	Procédures judiciaires et d'arbitrage	2.6
18.7	Changement significatif de la situation financière de l'émetteur	2.7
Section 19 Informations supplémentaires		
19.1	Capital	7.2
19.2	Acte constitutif et statuts	
19.2.1	Registre du Commerce et des Sociétés, objet social	7.1
19.2.2	Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	7.1
19.2.3	Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	7.3
Section 20 Contrats importants		
20.1	Contrats importants de l'émetteur ou d'un membre du Groupe	1.3.4.4
Section 21 Documents disponibles		
21.1	Déclaration concernant les documents disponibles	8.4

8.6 GLOSSAIRE

Autres composants du système (<i>balance of system</i> ou composants BOS pour les parcs solaires et <i>balance of plant</i> ou composants BOP pour les parcs éoliens)	Tous les équipements et composants nécessaires à la construction d'un parc solaire, autres que les panneaux photovoltaïques, ou d'un parc éolien, autres que les turbines éoliennes, y compris les onduleurs, les transformateurs, les dispositifs de protection électrique, les équipements de câblage et de contrôle, ainsi que les éléments de structure tels que les cadres de montage, ou d'une installation de stockage, autres que les batteries et les onduleurs.
Certificados de Energías Limpías (CELS)	Titres émis par la CRE (<i>Comisión Reguladora de Energía</i> , commission de régulation de l'énergie au Mexique) pour accréditer la production d'un MWh d'électricité produit à partir de sources propres, et devant permettre aux utilisateurs de remplir leurs obligations au titre de la transition énergétique.
Closing financier	Clôture de l'opération de financement, à la suite de laquelle les facilités sont mises à disposition du projet (sous réserves des conditions de disponibilités récurrentes à chaque tirage des facilités, habituelles dans le cadre de financement de projets sans recours).
Conditions de test standards	Conditions de test standardisées pour la mesure de la capacité nominale produite par des cellules ou des panneaux photovoltaïques correspondant à (i) un niveau d'irradiation de 1 000 W/m ² , (ii) un niveau de masse d'air de 1,5 unité, et (iii) une température de cellule ou de panneau de 25°C.
Contrat d'achat d'électricité (<i>Power Purchase Agreement</i> ou PPA)	Contrat au titre duquel un producteur d'électricité vend, pour un prix déterminé, tout ou partie de sa production à un acquéreur (ou acheteur d'électricité).
Contrat de fourniture de turbines éoliennes (<i>Turbine Supply Agreement</i> ou TSA)	Contrat par lequel un fournisseur assure la fourniture, le transport, l'installation et la mise en service d'éoliennes.
Contrat EPC (<i>Engineering, Procurement and Construction</i>)	Contrat de conception, d'approvisionnement et d'installation de parcs photovoltaïques ou éoliens ou d'installation de stockage. Ce contrat comprend, en règle générale, un volet approvisionnement en panneaux photovoltaïques ou en turbines éoliennes et en autres composants du système (composants BOS ou BOP).
Contrat O&M (<i>Operation and Maintenance</i>)	Contrat d'entretien et maintenance d'une installation solaire, éolienne ou de stockage. Généralement, l'entreprise qui a fourni les prestations EPC lors de la construction de l'installation est le prestataire O&M pendant au moins les deux premières années d'exploitation. Au-delà de ces deux années initiales, il s'agit soit de l'entreprise qui a fourni les prestations EPC ou, le cas échéant, d'une entreprise spécialisée dans le domaine de la maintenance d'installations solaires, éoliennes ou de stockage.
Contrat pour différence (<i>Contract for difference</i>)	Contrat par lequel un acheteur d'électricité (le plus souvent gouvernemental) s'engage à payer au producteur d'électricité la différence entre le prix qu'il aurait payé dans un mécanisme de tarif d'achat obligatoire à guichet ouvert ou dans le cadre d'un appel d'offres et le prix auquel le producteur vend l'électricité sur le marché.
Convention de raccordement au réseau	Convention définissant les obligations réciproques et les conditions d'ordre technique, juridique et financier que le producteur d'électricité et le gestionnaire du réseau doivent remplir pour le raccordement au réseau d'une installation de production d'électricité.
Coût actualisé de l'énergie (<i>levelized cost of energy</i> ou LCOE)	Indicateur permettant de comparer la compétitivité des différentes sources d'énergie, calculé en rapportant le coût total de production d'électricité (incluant les coûts de développement, financement, construction, opération et maintenance) pour une installation donnée, à la production effective d'électricité de cette installation (exprimée en MWh) sur toute sa durée de vie.
Date de début des opérations de commercialisation (<i>commercial operation date</i> ou COD)	Date à partir de laquelle une installation photovoltaïque ou éolienne est raccordée au réseau et où l'ensemble de ses équipements est commissionné, ou, s'agissant d'une installation de stockage, date à laquelle elle est raccordée au réseau et commence à opérer.
Date de réception provisoire (<i>Provisional acceptance date</i>)	Date à laquelle le prestataire EPC du Groupe atteint un niveau, contractuellement défini, d'achèvement de la construction d'une installation photovoltaïque, éolienne ou de stockage et obtient les certifications et performances nécessaires pour satisfaire les critères de «réception provisoire» au titre des contrats EPC et autres conventions se rapportant à cette installation.
Écrêtage (<i>Grid curtailment</i>)	Situation dans laquelle un producteur d'électricité est contraint de réduire sa production d'énergie à un niveau inférieur à sa capacité de production régulière, pour des raisons indépendantes de sa volonté, le plus souvent sur demande du gestionnaire de réseau.
Disponibilité énergétique technique moyenne	Ratio entre l'énergie effectivement produite par une installation solaire ou éolienne au cours d'une période donnée et l'énergie qui pourrait théoriquement être produite au cours de la même période par la même installation.
Énergie cinétique du vent	Énergie de l'air en mouvement, en fonction de sa masse et de sa vitesse.
Éolien	Processus permettant de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique par le recours à des turbines éoliennes.

EPC Full Wrap	Contrat forfaitaire clé en main intégrant le design (l'ingénierie), la fourniture, la construction, l'installation, le <i>commissioning</i> (la réception) de l'ensemble des travaux nécessaires à la production d'électrons de l'actif concerné, dans un délai déterminé et en conformité avec les permis du projet concerné (permis de construire, permis environnemental, baux, droits de passage, contrats de connexion au réseau etc. notamment) et la loi. Ceci inclut la main d'œuvre et l'ensemble des fournitures consommables, moyens techniques et équipements associés (modules photovoltaïques, onduleurs, transformateurs, structures, éoliennes, fondations, batteries... – liste non-exhaustive).
Facteur de charge (Load factor)	Durée équivalente de fonctionnement à la puissance maximum. Correspond au temps équivalent (en % de la période observée) pendant lequel il faudrait injecter à puissance maximale pour arriver à produire la même énergie que celle fournie par la centrale.
Frequency Control Ancillary Services (FCAS)	Ensemble de services de régulation à la hausse ou à la baisse de la fréquence du réseau électrique. Lorsque la fréquence du réseau est trop élevée, les batteries sont amenées à stocker l'électricité excédentaire. À l'inverse, elles sont amenées à injecter de l'électricité sur le réseau lorsque cette fréquence est trop faible. Ces services se déclinent sous deux formes : • les services de régulation (<i>FCAS Regulation</i>), où les batteries sont sollicitées en permanence pour combler les déséquilibres mineurs entre la production et la consommation d'électricité sur le réseau électrique ; • les services de réserve (<i>FCAS Contingency</i>), où les batteries sont rémunérées pour garder leurs capacités en réserve et ne sont utilisées qu'en cas de forte déviation de la fréquence suite à un événement majeur sur le réseau électrique.
Irradiation	Niveau d'exposition d'un point de la surface terrestre aux rayonnements du soleil, qui permet de déterminer le niveau d'électricité qu'une installation photovoltaïque peut produire à cet endroit.
Kilowatt (kW)	Unité standard mesurant la puissance électrique, équivalente à 1 000 watts.
Kilowatt-heure (kWh)	Unité standard mesurant l'énergie électrique générée ou consommée (capacité exprimée en kW multipliée par une période exprimée en heure).
Mégawatt (MW)	Unité standard mesurant la puissance électrique, équivalente à 1 000 kW ou 1 million de watts.
Mégawatt-heure (MWh)	Unité standard mesurant l'énergie électrique générée ou consommée (puissance exprimée en MW multipliée par une période exprimée en heure).
Onduleur	Dispositif permettant de convertir un courant continu («CC») produit par une installation solaire ou éolienne en un courant alternatif («CA») compatible avec les réseaux de transport et de distribution d'électricité.
Panneau photovoltaïque	Principal composant d'un parc solaire, constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement, encapsulées dans une enveloppe en plastique ou en verre et soutenues par des matériaux de support, le plus souvent une structure en aluminium.
Parité réseau (grid parity)	Situation dans laquelle le coût actualisé de production (LCOE) de l'énergie solaire ou éolienne est inférieur ou égal au prix d'achat de l'électricité sur le réseau.
Photovoltaïque	Processus permettant de produire un courant électrique par l'exposition de matériaux semi-conducteurs à la lumière.
Puissance crête	Puissance maximale produite par un panneau photovoltaïque dans des conditions de test standards.
Puissance installée	Niveau de watt-crête ou de watt, selon les normes considérées, pour une installation photovoltaïque ou éolienne et stockage, respectivement.
PV	Abréviation utilisée pour photovoltaïque.
Ratio de performance (RP)	Ratio exprimé en pourcentage entre la production réelle d'électricité et la production théorique au cours d'une période de référence.
Projets en phase early stage	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 advanced development	Projets pour lesquels les éléments suivants ont été réalisés : • immobilier: signature d'une promesse de bail, de vente ou lauréat d'une autorisation d'occupation temporaire sur un terrain appartenant à l'Etat ; • accès au réseau: raccordement préliminaire au réseau confirmé ; • technique: lancement des études environnementales.

Projets en phase tender-ready	Projets pour lesquels les éléments suivants ont été réalisés : • un permis de construire a été obtenu, une solution de raccordement au réseau a été confirmée et toutes les conditions préalables à la signature d'un contrat de vente d'électricité sont remplies, dans un pays qui : – dispose d'un programme de développement des énergies renouvelables par le biais de procédures d'appel d'offres récurrentes ; ou – présente un marché liquide de contrats de vente d'électricité auprès d'entreprises privées. 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 : • la dynamique de marché des énergies renouvelables du pays concerné reste inchangée ; et • 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 awarded	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.
Actifs en phase «en construction»	Pour ces actifs, 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.
Actifs en phase «en opération»	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. Les projets en phase <i>awarded</i>, les actifs en construction et les actifs en opération forment le <i>secured portfolio</i>.
Réseau	Ensemble des installations d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie électrique des unités de production aux consommateurs.
Silicium monocristallin	Matériau de base composant les cellules photovoltaïques, obtenu en faisant fondre le silicium polycristallin raffiné à très haute température puis en le solidifiant en un seul cristal cylindrique de grande dimension.
Silicium polycristallin	Matériau de base composant les cellules photovoltaïques, obtenu par refonte de morceaux de silicium raffiné puis par solidification dans un creuset en bloc parallélépipédique, puis découpé en lingot rectangulaire constitué de multiples petits cristaux de tailles et de formes différentes. Chaque lingot est ensuite découpé en wafer d'épaisseur très fine.
Société de projet	Société spécialement créée (ou acquise par le Groupe) aux seules fins de détenir un actif ou un groupe d'actifs solaires, éoliens ou de stockages du Groupe tout en portant l'endettement relatif au(x) projets détenu(s) (le plus souvent sans recours sur la Société).
Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)	Système d'information utilisé pour évaluer, optimiser et contrôler la production d'énergie, la performance, la sécurité et plus généralement, le bon fonctionnement d'une installation photovoltaïque ou éolienne ou de stockage en temps réel.
Tarif d'achat obligatoire (Feed-in tariff)	Mécanisme légal et réglementaire en vertu duquel le prix d'achat de l'électricité produite par une unité de production est imposé à un acheteur au titre de contrats de longue durée.
Taux de rentabilité interne d'un projet (Internal rate of return)	Taux d'actualisation des flux de trésorerie d'un projet assurant une valeur actualisée nette nulle.
Transformateur	Dispositif de conversion qui permet de modifier la tension et l'intensité d'un courant électrique.
Watt (W)	Unité standard mesurant la puissance électrique d'une installation solaire, éolienne ou de stockage.





NEOEN

NEOEN
22 rue Bayard
75008 Paris - France
www.neoen.com