

NEOEN

RAPPORT D'ACTIVITE
ET ETATS FINANCIERS

31 DÉCEMBRE 2022



1	COMMENTAIRES SUR L'EXERCICE	3
1.1	Indicateurs alternatifs de performance.....	5
1.2	Informations sur les principales données opérationnelles	8
1.3	Perspectives et tendances.....	10
1.4	Analyse de l'activité et du résultat.....	13
1.5	Financements et investissements.....	31
1.6	Procédures judiciaires et d'arbitrage.....	44
1.7	Autres informations	45
2	ETATS FINANCIERS	51
2.1	Comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2022	53
2.2	Comptes annuels de Neoen S.A. au 31 décembre 2022	106
3	GLOSSAIRE	128

1

COMMENTAIRES SUR L'EXERCICE

1	COMMENTAIRES SUR L'EXERCICE	3
1.1	Indicateurs alternatifs de performance.....	5
1.1.1	EBITDA ajusté	5
1.1.2	EBIT ajusté	5
1.1.3	Résultat net ajusté de l'ensemble consolidé	6
1.1.4	Dette nette	6
1.1.5	Ratio de levier	7
1.2	Informations sur les principales données opérationnelles	8
1.3	Perspectives et tendances.....	10
1.3.1	Perspectives	10
1.3.2	Informations sur les tendances et les objectifs	11
1.4	Analyse de l'activité et du résultat.....	13
1.4.1	Faits marquants de la période	13
1.4.2	Commentaires sur l'activité	16
1.5	Financements et investissements.....	31
1.5.1	Politique de financement et gestion de la trésorerie	31
1.5.2	Financement des projets par endettement	32
1.5.3	Indicateurs suivis par le Groupe.....	33
1.5.4	Passage de l'endettement financier consolidé à la dette nette	34
1.5.5	Restrictions éventuelles à l'utilisation de capitaux	37
1.5.6	Sources de financements attendues pour les investissements futurs	38
1.5.7	Situation et flux de trésorerie	39
1.5.8	Investissements	42
1.6	Procédures judiciaires et d'arbitrage.....	44
1.7	Autres informations	45
1.7.1	Evènements postérieurs à la clôture.....	45
1.7.2	Autres informations relatives à la société mère Neoen S.A.	45

1.1 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 a été amené à signer progressivement 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, mis en œuvre récemment, 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 »). Cette variation, associée à l'évolution des prix de marché de l'électricité, qui ont connu une volatilité exceptionnelle au cours de l'exercice 2022 dans les différentes géographies où opère le Groupe, a un caractère volatile 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) ainsi que du résultat net de l'ensemble consolidé.

1.1.1 EBITDA AJUSTE

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

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Résultat opérationnel courant	262,1	189,6	+ 72,5	+ 38%
Amortissements opérationnels courants	151,0	107,6	+ 43,3	+ 40%
Charges IFRS 2	3,8	3,2	+ 0,6	+ 20%
Variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(2,8)	-	- 2,8	N/A
EBITDA ajusté^(a)	414,0	300,4	+ 113,6	+ 38%

a) La notion d'EBITDA ajusté correspond au résultat opérationnel courant, qui inclut les produits nets de cessions d'actifs du portefeuille sécurisé 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.

1.1.2 EBIT AJUSTE

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

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Résultat opérationnel courant	262,1	189,6	+ 72,5	+ 38%
Variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(2,8)	-	- 2,8	N/A
EBIT ajusté^(a)	259,3	189,6	+ 69,7	+ 37%

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

1.1.3 RESULTAT NET AJUSTE DE L'ENSEMBLE CONSOLIDE

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 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Résultat net de l'ensemble consolidé	45,7	40,2	+ 5,4	+ 14%
Variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(2,8)	-	- 2,8	N/A
Effet impôt lié à la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	5,1	-	+ 5,1	N/A
Résultat net ajusté de l'ensemble consolidé^(a)	48,0	40,2	+ 7,8	+ 19%

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.

1.1.4 DETTE NETTE

(En millions d'euros)	31.12.2022	31.12.2021	Var	Var (en %)
Total dettes financières^(a)	3 509,3	2 953,4	+ 555,9	+ 19%
Investisseurs minoritaires et autres ^(b)	(40,2)	(31,0)	- 9,1	- 29%
Total dettes financières ajustées	3 469,1	2 922,4	+ 546,8	+ 19%
Trésorerie et équivalents de trésorerie ^(c)	(622,8)	(592,6)	- 30,3	- 5%
Dépôts de garantie ^(d)	(79,0)	(67,2)	- 11,8	- 18%
Instruments financiers dérivés de taux actifs ^(e)	(302,7)	(30,4)	- 272,3	x10
Total dette nette^(f)	2 464,6	2 232,2	+ 232,4	+ 10%

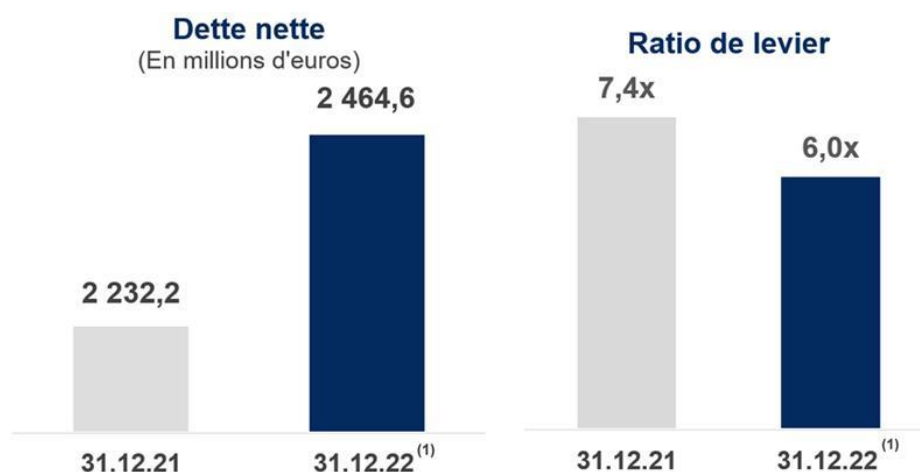
- a) Comprend essentiellement les dettes liées au financement des projets, les composantes dettes des OCEANES et les dettes locatives qui sont incluses dans le calcul de la dette nette, en regard d'un EBITDA ajusté qui n'inclut pas les charges de loyers (application de la norme IFRS 16 « contrats de location »). Les dettes financières sont détaillées en section 2.1 - note 20.2 des comptes consolidés de l'exercice 2022.
- 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 du poste est détaillée au paragraphe 1.4.2.4 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 2021 s'explique par l'appréciation de la juste valeur des instruments financiers dérivés de taux, dans un contexte de remontée des taux d'intérêts forward sur l'exercice 2022 (se reporter à la section 2.1 – note 20.2 des comptes consolidés de l'exercice 2022).
- f) Au 31 décembre 2022, les disponibilités prises en compte dans le calcul de la dette nette incluent 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 considère devoir être à terme amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur. Par ailleurs, du fait de la forte hausse des taux d'intérêts forward sur l'exercice, la juste-valeur positive des instruments financiers de taux a fortement augmenté, pour atteindre 302,7 millions d'euros. En excluant ces deux éléments, à caractère temporaire, la dette nette se serait établie à 2 857,6 millions d'euros au 31 décembre 2022. Pour plus détail, se reporter à la section 2.1 – aux notes 17 et 20.2 présent document.

1.1.5 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).

	31.12.2022 ⁽¹⁾	31.12.2021
Ratio de levier	6,0x	7,4x

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



Le ratio de levier s'est amélioré de 1,4 pour passer de 7,4x en 2021 à 6,0x en 2022. Cette amélioration s'explique par une progression de l'EBITDA ajusté (+ 113,6 millions, soit + 38 %) plus rapide que celle de la dette nette (+ 232,4 millions, soit + 10 %). Celle-ci a notamment bénéficié de la croissance significative de la juste valeur des instruments financiers dérivés de taux actifs, sous l'effet de la forte hausse des taux d'intérêts forward. Le calcul de ces agrégats est détaillé aux paragraphes 1.1.4 et 1.1.5 du présent document, et leur évolution est détaillée aux paragraphes 1.4.2.2 et 1.4.2.4 du présent document.

¹ Au 31 décembre 2022, les disponibilités rentrant dans le calcul de la dette nette incluent 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 considère devoir être à terme amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur. Par ailleurs, du fait de la forte hausse des taux d'intérêts forward sur l'exercice, la juste-valeur positive des instruments financiers de taux a fortement augmenté, pour atteindre 302,7 millions d'euros. En excluant ces deux éléments, à caractère temporaire, la dette nette et le ratio de levier se seraient respectivement établis à 2 857,6 millions d'euros (+ 595,0 millions d'euros, soit + 26 %, par rapport à l'exercice 2021) et à 6,9x au 31 décembre 2022.

1.2 INFORMATIONS SUR LES PRINCIPALES DONNEES OPERATIONNELLES

Le portefeuille du Groupe s'établit à 19,3 GW à fin décembre 2022 contre 13,9 GW à fin décembre 2021. Son évolution est détaillée dans le tableau ci-après et au paragraphe 1.4.1.1 « poursuite de la croissance du portefeuille ».

	31.12.2022	31.12.2021	Variations
Actifs en opération (en MW)^(a)	4 051	3 480	+ 571
Amériques	890	878	+ 11
Australie	1 455	1 455	-
Europe–Afrique ^(b)	1 706	1 147	+ 560
Actifs en construction (en MW)^(a)	2 523	1 954	+ 569
Amériques	93	11	+ 82
Australie ^(c)	1 529	1 129	+ 400
Europe–Afrique	901	814	+ 87
Projets awarded (en MW)	782	582	+ 200
Amériques	-	-	-
Australie ^(d)	215	-	+ 215
Europe–Afrique	567	582	- 15
Total des MW du secured portfolio	7 356	6 016	+ 1340
Projets tender-ready et advanced development (en MW)	31.12.2022	31.12.2021	Variations
Amériques ^(e)	1 313	1 101	+ 211
Australie ^(f)	4 795	2 650	+ 2 145
Europe–Afrique ^(g)	5 830	4 163	+ 1 667
Total des MW de l'advanced pipeline	11 938	7 914	+ 4 023
Total Portefeuille	19 294	13 930	+ 5 364
Projets early stage	> 10 GW	> 5 GW	

a) Capacité brute intégrant les participations dans des projets où Neoen est minoritaire : Cestas (228 MWc), Seixal (8,8 MWc), Les Beaux Monts (24,2 MW), Le Berger (22,6 MW), et Saint-Sauvant (20,6 MW) dont Neoen a cédé 95% de sa participation en 2022. En 2021, la capacité brute excluait 33 MW correspondant aux centrales de Lugos, Grabels, Lagarde et Miremont, intégralement cédées dans le cadre de l'activité de farm-down. Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, se reporter au chapitre 3 « Glossaire » du présent document.

b) La croissance de la capacité des actifs en opération sur la zone Europe–Afrique résulte du passage en opération de la centrale de Mutkalampi en Finlande pour 404 MW, de quatre centrales éoliennes françaises pour 91 MW, de quatre centrales solaires françaises pour 43 MWc, de l'acquisition des trois centrales de Plouguin (éolien – France) pour 14 MW et du passage en opération de la centrale de stockage française Pod-Tredan 1 pour 8 MW.

c) La progression de la capacité des actifs en construction sur la zone Australie résulte de l'entrée en construction des centrales de stockage Western Downs Storage et Blyth West Battery pour 200 MW chacune.

d) La progression observée en Australie résulte du passage en awarded du projet éolien de Mount Hopeful pour 215 MW.

e) La hausse observée sur la zone Amériques s'explique par + 226 MW de nouveaux projets entrés au portefeuille sur la période, par + 135 MW de projets provenant du stade early stage et par – 150 MW liés à l'abandon du projet Vientos del Valle en Argentine.

f) La hausse observée sur la zone Australie s'explique par + 440 MW de nouveaux projets entrés au portefeuille sur la période, + 1 300 MW de projets provenant du stade early stage, + 1 120 MW de réévaluations de puissance, partiellement compensés par – 300 MW de projets abandonnés et – 415 MW de projets passés en phase awarded ou en construction.

g) La croissance observée sur la zone Europe–Afrique s'explique essentiellement par l'entrée au portefeuille de nouveaux projets et de projets provenant du stade early stage pour respectivement + 1 184 MW et + 941 MW, partiellement compensée par l'abandon de certains projets pour – 75 MW et le passage de plusieurs projets en phase awarded ou en construction pour – 443 MW.

	Exercice 2022	Exercice 2021	Variations
Production (GWh)	5 957	4 908	+ 21%
Taux de disponibilité moyen des actifs en exploitation			
photovoltaïque ^(a) (%)	86,4%	94,2%	- 7,7 pt
éolien (%)	97,3%	97,5%	- 0,2 pt
Load factor^(b) moyen des actifs en exploitation			
Photovoltaïque ^(c) (%)	19,1%	19,6%	- 0,5 pt
éolien ^(d) (%)	28,5%	30,5%	- 2,1 pt
Durée résiduelle des contrats de vente d'électricité			
photovoltaïque (années, pondéré par MWc)	13,5	14,3	- 0,8
éolien (années, pondéré par MW)	11,3	12,7	- 1,4

- a) La disponibilité moyenne des installations photovoltaïques en exploitation est en recul en raison de difficultés techniques rencontrées par la centrale d'El Llano au Mexique au premier semestre 2022, puis de l'arrêt total de sa production sur l'ensemble du troisième trimestre avant un redémarrage progressif au cours du quatrième trimestre 2022. En excluant cette centrale, le taux de disponibilité moyen des actifs solaires du Groupe se serait établi à 98,6 % en 2022.
- b) 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.
- c) La légère baisse du facteur de charge solaire est majoritairement due à des conditions d'ensoleillement moins favorable en 2022, effet partiellement compensé par la mise en service de la centrale Altiplano 200 en Argentine au cours du quatrième trimestre 2021.
- d) La baisse notable du facteur de charge éolien entre 2021 et 2022 résulte de conditions de vent défavorables en Europe et en Australie, notamment sur le deuxième semestre 2022.

1.3 PERSPECTIVES ET TENDANCES

1.3.1 PERSPECTIVES

Les prévisions pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 présentées ci-dessous sont fondées sur des données, des hypothèses et des estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date du présent document. Elles sont établies sur la base des périmètres de consolidation et d'activité existants à la date d'arrêt de ses comptes 2022 par le Groupe (28 février 2023). Ces données, hypothèses et estimations sont toutefois susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou en fonction d'autres facteurs ou risques dont le Groupe n'aurait pas connaissance à la date du présent document.

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

Les prévisions pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 présentées ci-dessous, et les hypothèses qui les sous-tendent, ont été établies en application des dispositions du règlement délégué (UE) n°2019/980 complétant le règlement (UE) 2017/1129 et des recommandations ESMA relatives aux prévisions.

Hypothèses sous-jacentes

Les prévisions pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 présentées ci-dessous ont été établies conformément aux méthodes comptables appliquées dans les états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Elles reposent principalement sur les hypothèses suivantes :

Hypothèses internes à Neoen

Les prévisions 2023 s'appuient sur une progression de l'EBITDA ajusté² par rapport à l'exercice 2022, qui proviendra principalement :

- de l'impact année pleine de la contribution d'actifs mis en service au cours de l'année 2022 ;
- de la mise en service au cours de l'année 2023 d'actifs éoliens, solaires et de stockage, qui étaient en construction au 31 décembre 2022 ou rentreront en construction au cours de l'année 2023 et ce, conformément au calendrier contractuel prévu avec les constructeurs ;
- de l'atteinte par la centrale d'El Llano au Mexique d'un niveau de fonctionnement à pleine capacité d'ici à la fin de l'année 2023, après une année 2022 au cours de laquelle elle a été affectée par des problèmes techniques ;
- de la cession totale ou majoritaire en 2023, de projets ou d'actifs de son portefeuille sécurisé, qui s'effectuera dans les deux limites suivantes :
 - i. un volume de projets ne dépassant pas 15 % de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé,
 - ii. une contribution à l'EBITDA ajusté² annuel consolidé inférieure à 15 %.

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

- le Groupe anticipe une moindre contribution de ses batteries australiennes en 2023, celles-ci ayant bénéficié en 2022 d'un contexte de marché très volatile ;
- compte tenu du calendrier anticipé de mise en service des projets appelés à entrer en opération en 2023, le Groupe anticipe une moindre contribution, par rapport à 2022, des indemnités contractuelles compensant des pertes de revenus associées à des retards de mise en service de certains projets (ces indemnités contractuelles affectant directement la marge d'EBITDA ajusté).

Hypothèses macro-économiques

Les prévisions 2023 sont également établies sur la base des hypothèses suivantes :

- l'absence de variation majeure des taux de change des monnaies des principaux pays hors zone Euro dans lesquels le Groupe génère ses revenus, principalement le dollar australien et le dollar américain, par rapport à ceux connus en date du présent document ;
- un environnement politique, réglementaire et fiscal stable dans les pays dans lesquels Neoen opère. S'agissant tout particulièrement des mesures de limitation des prix de l'électricité, captés par les producteurs d'électricité infra-marginale (*price cap*), mises en œuvre par certains pays dans lesquels le Groupe opère (Etats membres de l'Union Européenne) ainsi que du mécanisme de plafonnement du prix du gaz en Australie, les prévisions 2023 sont établies sur la base d'une absence de durcissement des dispositifs en vigueur en date du présent document ;
- des prix de marchés de l'électricité et des services de régulation de fréquence (*frequency control ancillary services (FCAS)*) au moins équivalents, après prise en compte des dispositifs de *price caps* mis en œuvre à l'échelle nationale (Etats membres de l'Union Européenne pour l'électricité, et Australie pour le gaz, notamment), à ceux en vigueur à la date d'arrêt de ses comptes 2022 par le Groupe (28 février 2023), dans les différentes géographies où opère le Groupe ;
- des contraintes réseaux, qui ne soient pas supérieures à celles observées au cours de l'année 2022, dans les différents pays où opère le Groupe ;

² La notion d'EBITDA ajusté est définie et détaillée au paragraphe 1.1.1 de la présente section.

- l'absence de dégradation de la situation des chaînes d'approvisionnement au niveau mondial, susceptible d'affecter le calendrier de mise en service de ses projets appelés à entrer en opération au cours de l'année 2023 par rapport à leur calendrier connu à la date du présent document.

Prévisions du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2023

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, Neoen s'attend à ce que l'EBITDA ajusté consolidé, dont la définition est identique à celle retenue au 31 décembre 2022, s'établisse entre 460,0 et 490,0 millions d'euros, et que la marge d'EBITDA ajusté soit proche de 80 %.

1.3.2 INFORMATIONS SUR LES TENDANCES ET LES OBJECTIFS

1.3.2.1 PRESENTATION GENERALE

Les objectifs présentés ci-dessous ne constituent pas des données prévisionnelles ou des estimations de bénéfices du Groupe mais résultent de ses orientations stratégiques. Ces objectifs sont fondés sur des données, des hypothèses et des estimations considérées comme raisonnables par le Groupe. Ces données, hypothèses et estimations sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel et réglementaire affectant le Groupe. Le Groupe ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs décrits dans la présente section.

1.3.2.2 TENDANCES DES ACTIVITES

Une description détaillée des résultats du Groupe au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022 est disponible à la section 1.4 « analyse de l'activité et du résultat » du présent document. Le lecteur est également invité à se reporter à la section 1.5 « financements et investissements » du présent document pour une description des flux de trésorerie et de l'endettement net du Groupe.

Les objectifs à moyen terme du Groupe décrits ci-dessous supposent la réalisation, sur la période d'exécution de son plan d'investissement, d'augmentations de capital, qui seront notamment décidées en fonction des conditions de marché. L'enveloppe totale des besoins en fonds propres nécessaires au financement des objectifs de croissance du Groupe sur la période 2021-2025 est désormais évaluée à un maximum de 1,350 milliard d'euros, dont environ 600 millions d'euros ont été levés à l'occasion d'une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription réalisée au cours du premier semestre 2021. Soit une enveloppe résiduelle de besoins en fonds propres de 750 millions d'euros sur la période 2023-2025, représentant un montant de 150,0 millions d'euros complémentaires par rapport à l'enveloppe de besoin en fonds propres estimée par le Groupe à l'occasion de son Capital Markets Day de mars 2021, et ce 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.

Ces objectifs à moyen terme reflètent par ailleurs ses attentes concernant les principales tendances du marché au cours de la période 2023-2025, y compris ce qui suit :

- **Poursuite de la croissance du volume des appels d'offres privés.** Le Groupe, tout en continuant à chercher à obtenir des contrats d'achat d'électricité dans le cadre d'appels d'offres publics, s'attend à ce qu'un nombre toujours plus important d'acteurs du secteur privé cherchent à conclure des contrats d'achat d'électricité, en raison de l'intérêt croissant de ces acteurs pour l'énergie « verte » et de la compétitivité croissante des prix des énergies renouvelables ;
- **Poursuite de l'évolution vers des prix d'achat d'électricité fixés dans un cadre concurrentiel.** Le Groupe s'attend à ce que la tendance actuelle de fixation des prix des contrats de vente d'électricité dans le cadre d'appels d'offres concurrentiels se poursuive et que les prix moyens des offres retenues soient inférieurs, pour les pays ayant déjà atteint la parité réseau, et se rapprochent, pour les autres pays, des prix observés sur les marchés locaux de l'électricité. Parallèlement, le Groupe s'attend à ce que la structuration des projets comprenne de manière de plus en plus fréquente, voire systématique, des revenus de marché. Le Groupe s'attend également à un confort croissant de la part des établissements financiers et des investisseurs vis-à-vis du profil de risque des actifs d'énergie renouvelable, favorisant ainsi cette évolution ;
- **Stabilité des coûts de construction par MW à l'exception des batteries.** Le Groupe s'attend à ce que les coûts de construction par MW, qui ont connu des augmentations significatives depuis la sortie de crise COVID, dans un contexte fortement inflationniste, continuent à progresser légèrement à compter de l'année 2023 pour les projets éoliens et entament une baisse pour les projets solaires, sans toutefois revenir, d'ici à fin 2025, aux niveaux observés préalablement à la crise COVID. S'agissant des installations de stockage dédiées, le Groupe s'attend à ce que le coût des batteries continue à progresser d'ici à fin 2025, tout en restant très volatil, compte tenu des incertitudes entourant les prévisions de croissance mondiale à moyen terme ;
- **Poursuite des améliorations technologiques se traduisant par des gains d'efficacité.** Le Groupe s'attend à ce que la tendance actuelle aux améliorations technologiques se poursuive, notamment pour l'éolien, et conduise à des améliorations continues de l'efficacité ainsi qu'à une augmentation de la production d'électricité par installation.

1.3.2.3 OBJECTIFS À MOYEN TERME

- **Augmentation de la capacité.** Le Groupe a toujours pour objectif d'atteindre une capacité totale en exploitation ou en construction d'au moins 10 GW d'ici la fin 2025, dont la répartition entre ses trois principales zones géographiques (Europe, Australie, Amériques) ne devrait pas évoluer significativement par rapport à celle en vigueur à fin décembre 2022, et ce sans changement majeur en termes de mix technologique (solaire, éolien et stockage), tel que reflété dans son portefeuille sécurisé de projets en décembre 2022 (projets en exploitation (*in operation*), en construction (*under construction*) et en phase *awarded*), à l'exception 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, estimé par le Groupe à 150 millions d'euros sur la période 2023-2025.
 - Le Groupe s'attend à atteindre cet objectif en achevant, dans le cadre de sa stratégie majoritairement *develop-to-own*, des projets en cours de construction (*under construction*), en construisant et en achevant des projets actuellement en phase *awarded*, en faisant évoluer une partie de son *pipeline* en phase de construction (*under construction*) et d'exploitation (*in operation*), et en accroissant progressivement son volume annuel de projets *awarded* d'un niveau légèrement supérieur à 1,3 GW en 2022, à un niveau supérieur ou égal à 2 GW à compter de 2025. Ce volume annuel de projets *awarded* a vocation à être issu très majoritairement de pays dans lesquels Neoen est déjà présent à la date du présent document, et ce en vue de continuer à maintenir *a minima* 80 % de la puissance installée du Groupe dans les pays de l'OCDE. À fin décembre 2022, le portefeuille du Groupe était composé de 4,1 GW en exploitation (*in operation*), 2,5 GW en construction (*under construction*) et 0,8 GW en phase *awarded*. Ensemble, ce portefeuille sécurisé de projets représente près de 7,4 GW sur la capacité de 10 GW en exploitation ou en construction fixée en objectif d'ici 2025. Les 3,6 GW de projets restant (et tout projet remplaçant les projets actuellement en phase *awarded* qui ne seront pas achevés) devraient provenir principalement de l'actuel *pipeline* de projets avancés du Groupe (*advanced pipeline*) qui comprenait un total d'environ 11,9 GW au 31 décembre 2022, ainsi que de nouveaux projets qui seront développés par le Groupe au cours de la période, et dans une moindre mesure, de projets en développement ou d'actifs en opération ou en construction susceptibles d'être acquis auprès de tiers, en privilégiant des actifs présentant un potentiel de restructuration ou offrant, du fait de leur ancienneté, des perspectives de *repowering*.
 - Cet objectif tient compte du fait que, dès la phase de développement ou de construction de ses projets, le Groupe continuera à procéder de manière régulière mais sélective, et dans un souci d'optimisation de son bilan, de ses capacités financières, et de sa rentabilité, à la cession totale ou majoritaire, de projets ou d'actifs de son portefeuille sécurisé (*Farm-Down*), dans les deux limites suivantes :
 - un volume de projets ne dépassant pas 20 % de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé ;
 - une contribution à l'EBITDA ajusté annuel consolidé inférieure à 20 %.

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

 - Le Groupe s'attend désormais à ce que le total des dépenses d'investissement pour les projets inclus dans l'objectif de 10 GW, et qui n'étaient pas encore en opération en mars 2021, qui avait été estimé à 5,3 milliards d'euros lors du *Capital Markets Day* de mars 2021, s'élève à environ 6,2 milliards d'euros sur la période 2021-2025 (se reporter aux paragraphes 1.5.6 « sources de financement attendus pour les investissements futurs » et 1.5.8.4 « principaux investissements envisagés » du présent document). Cette augmentation de 900,0 millions d'euros provient à hauteur de 750,0 millions d'euros de la hausse des coûts d'investissement dans les projets solaires, éoliens et de stockage, qui ont connu des augmentations significatives depuis la sortie de crise COVID, dans un contexte fortement inflationniste, et à hauteur de 150,0 millions d'euros d'une extension, par le Groupe, 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. En structurant les projets pour atteindre les augmentations de capacité susmentionnées et en supposant que les taux d'intérêt ne s'écarteront pas significativement de leurs niveaux actuels, le Groupe prévoit d'être en mesure de continuer à cibler, lors des réponses à appels d'offres publics et privés ou de sollicitations bilatérales de la part de clients privés pour ses projets, des taux de rentabilité interne (TRI) calculés sur un horizon de 30 ans :
 - de 7,5% (+/- 150 points de base) en Europe ;
 - de 8,5% (+/-150 points de base) en Australie et dans les autres pays de l'OCDE (hors Europe) ;
 - supérieurs à 10% (*low double digit*) dans les pays non-membres de l'OCDE.
 - Dans le cadre d'un premier projet dans un nouveau pays, ou du recours à une nouvelle technologie dans un pays où le Groupe est déjà présent, il s'autorise néanmoins exceptionnellement, et sous réserve d'une approbation préalable par son Conseil d'administration, à viser des TRI inférieurs à ces TRI cibles, compte tenu notamment des niveaux de contingences supérieurs associés à ces types de projets. Dans ces cas spécifiques, le Groupe se fixe pour objectif un niveau de TRI plancher de 5 %.
 - Le Groupe a par ailleurs toujours pour objectif que la part de sa capacité installée en opération dont les revenus sont exposés aux prix de marché ne dépasse pas 20 % de sa capacité en opération totale hors installations de stockage dédiées, directement raccordées aux réseaux. 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*).
- **Croissance de l'EBITDA ajusté.** L'objectif du Groupe est toujours de générer une croissance annuelle en pourcentage à deux chiffres entre 2023 et 2025. Compte tenu de cet objectif de croissance annuelle, le Groupe ambitionne ainsi que son EBITDA ajusté dépasse 600,0 millions d'euros en 2025. Ce niveau de croissance reflète la croissance attendue de la capacité installée du Groupe, et les anticipations du Groupe en matière de poursuite de la croissance du volume des appels d'offres privés, d'évolution vers des prix d'achat d'électricité fixés dans un cadre concurrentiel, et de tendances sur le marché mondial des énergies renouvelables. La définition de l'EBITDA ajusté est identique à celle retenue au 31 décembre 2022.

- **Ratio de dette nette sur EBITDA ajusté.** L'objectif du Groupe est toujours d'avoir un ratio de dette nette sur EBITDA ajusté compris entre 8,0x et 10x fin 2025. Ce niveau de levier reflète le financement, qu'il soit de projet ou au niveau *corporate*, que le Groupe estime nécessaire pour réaliser les dépenses d'investissement décrites ci-dessus, ainsi que ses objectifs de croissance d'EBITDA ajusté mentionnés ci-dessus. Cet objectif suppose également que le Groupe maintienne une approche globale de financement de projet similaire à celle utilisée à la date du présent document, et telle que décrite en au paragraphe 1.5.6, et suppose le remboursement normal de la dette de projet conformément à ses termes et conditions (c'est-à-dire, sans refinancement ni remboursement anticipé). Il reflète également l'impact attendu de la poursuite de l'augmentation de la part de ses projets incorporant des revenus de marché, notamment les projets d'installation de stockages dédiées, étant donné que les niveaux de levier acceptés par les banques sont généralement moindres pour ces projets. S'agissant spécifiquement des installations de stockage dédiées, il repose sur l'hypothèse que leur financement continuera à reposer très majoritairement sur des apports en fonds propres effectués par le Groupe. Cet objectif suppose toujours un ratio de levier financier supérieur à 70% du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit *corporate* ou mise en place au niveau de sociétés de projets dédiées, sous forme de dette senior ou mezzanine.

Politique en matière de dividendes

Compte tenu de ses objectifs à moyen terme susmentionnés, le Groupe proposera à la prochaine assemblée générale, qui se tiendra en mai 2023, le versement d'un dividende de 0,125€ par actions au titre de l'exercice 2022. Au-delà de 2022 et jusqu'en 2025 le Groupe entend augmenter de manière progressive et régulière son dividende au regard notamment de l'évolution de ses résultats et de sa situation financière.

1.4 ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU RESULTAT

1.4.1 FAITS MARQUANTS DE LA PERIODE

1.4.1.1 POURSUITE DE LA CROISSANCE DU PORTEFEUILLE

Les capacités en opération ou en construction³ ont atteint 6,6 GW à fin décembre 2022 contre 5,4 GW à fin décembre 2021.

Au cours de l'exercice 2022, le Groupe a ainsi mis en opération 557 MW : en Finlande, le parc éolien de Mutkalampi (404 MW), et en France, quatre centrales solaires d'une capacité totale de 43 MWc, sept parcs éoliens d'une capacité totale de 91 MW, dont notamment la centrale de Madon-Moselle (40 MW) et une installation de stockage d'une capacité de 8 MW. Les batteries de stockage de Providencia Power Reserve et d'Albireo Power Reserve 2, d'une capacité totale de 11 MW, sont également entrées en opération au Salvador. Par ailleurs, les centrales de Plouguin (14 MW), acquises en fin d'année 2022, ont intégré le portefeuille des actifs en opération.

Neoen a par ailleurs lancé la construction de 1 126 MW sur l'exercice 2022, comprenant, en Australie, les installations de stockage de Western Downs Battery (200 MW / 400 MWh) et de Blyth Battery (200 MW / 400 MWh), ainsi que, au Portugal, le parc solaire composé des centrales de Rio Major et Torre Bela (272 MWc), au Canada, la centrale solaire de Fox Coulée (93 MWc), en Suède, le parc éolien de Storbrännkullen (57 MW) et l'installation de stockage Storen Power Reserve (40 MW / 40 MWh), en France, des projets solaires d'une capacité totale de 204 MWc (dont la centrale solaire de Champblanc pour 49 MWc) et le parc éolien de Largeasse (17 MW), et en Finlande, le parc éolien de Björkliden (40 MW).

Le portefeuille sécurisé³ (actifs en opération, en construction ou *awarded*⁶) représentait 7,4 GW au 31 décembre 2022 contre 6,0 GW à fin décembre 2021. En 2022, les nouveaux projets *awarded*⁶ ont quant à eux représenté 1 340 MW. Outre les projets rentrés directement en construction pour un total de 643 MW, dont principalement Western Down Battery, Blyth Battery, Fox Coulée, Storen Power Reserve, Storbrännkullen, et acquis (les centrales de Plouguin pour 14 MW), ceux-ci intègrent notamment :

- 215 MW en Australie, avec le parc éolien de Mount Hopeful ;
- 208 MW sécurisés en France, dont 197 MWc de projets solaires et le projet éolien des Granges (11 MW) ;
- 102 MW en Finlande, dont 60 MW correspondant au projet éolien de Storbödet et 42 MW au titre d'un nouveau PPA signé avec Equinix, un leader mondial de l'infrastructure numérique, concernant le futur parc éolien de Lumivaara ;
- 90 MWc en Suède, correspondant à la centrale solaire de Hultsfred ;
- 80 MWc gagnés lors du deuxième appel d'offres gouvernemental RESS 2 en Irlande.

Le total du portefeuille ressort à 19,3 GW à fin décembre 2022 contre 13,9 GW à fin décembre 2021.

1.4.1.2 NEOEN CONFORTE SA POSITION DANS LE TOP 2% MONDIAL DES SOCIETES EVALUEES PAR MOODY'S ESG SOLUTIONS

Depuis 2018, Neoen fait évaluer sa politique et ses résultats en matière d'ESG par l'agence de notation extra-financière Moody's ESG Solutions (ex Vigeo Eiris). L'évaluation porte sur 21 critères regroupés en 6 thèmes : Environnement, Capital humain, Droits de l'Homme, Engagement sociétal, Éthique des affaires et Gouvernance.

³ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter au chapitre 3 « Glossaire » du présent document.

En 2022, Neoen a conforté sa position dans le top 2 % mondial (tous secteurs et régions confondus) des sociétés évaluées par Moody's ESG Solutions. Au premier semestre 2022, Neoen s'est vu décerner la note ESG « avancée » de 65/100, une progression d'un point par rapport à l'année 2021. Ce score reflète l'engagement et la performance de Neoen sur les critères environnementaux, sociaux et de bonne gouvernance et place le Groupe au 11ème rang des sociétés évaluées (près de 5 000) sur le secteur Gaz & Electricité.

1.4.1.3 PLAN D'ATTRIBUTION D' ACTIONS GRATUITES

Le 14 mars 2022, le Conseil d'administration a décidé d'attribuer gratuitement 164 046 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.

Au cours de l'exercice 2022, 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 (0,3) million d'euros en charges de personnel.

1.4.1.4 AUGMENTATION DE CAPITAL RESERVEE AUX SALARIES

Le 19 avril 2022, 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 118 actions nouvelles au prix préférentiel de souscription de 22,30 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 14 mars 2022, sur subdélégation du Conseil d'administration) et un abondement à raison d'une action offerte pour une action souscrite.

Au cours de l'exercice 2022, 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 1,1 million d'euros en capitaux propres et de (0,4) million d'euros en charges de personnel.

1.4.1.5 PAIEMENT DU DIVIDENDE AU TITRE DE L'EXERCICE 2021

Lors de l'Assemblée Générale du 25 mai 2022, les actionnaires ont approuvé la première mise en distribution d'un dividende dans l'histoire du Groupe à hauteur de 0,10 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.

A la clôture de la période d'exercice de l'option (du 3 juin 2022 au 17 juin 2022 inclus), près de 80% des droits ont été exercés en faveur du paiement du dividende en actions.

Cette opération a entraîné la création de 252 486 actions ordinaires nouvelles (représentant après augmentation de capital environ 0,2% du capital), et le versement de 2,1 millions d'euros de dividende en numéraire.

1.4.1.6 CONVERSION D'OCEANES

Neoen S.A. a procédé le 28 octobre 2022, conformément à leurs termes et conditions, au remboursement anticipé, de la totalité des obligations à option de conversion en actions nouvelles et/ou d'échange en actions existantes (OCEANES), émises le 7 octobre 2019 et à échéance octobre 2024, d'un montant d'environ 200 millions d'euros.

Les porteurs d'obligations avaient la faculté d'exercer leur droit à l'attribution d'actions Neoen à raison de 1,078 action pour 1 obligation présentée jusqu'au 19 octobre 2022. Le nombre d'obligations présentées à la conversion s'est élevé à 6 614 676 obligations (soit 99,78 % de l'ensemble des obligations émises), soit un montant nominal total de 199 564 774,92 euros. Neoen a ainsi émis au total 7 130 619 actions nouvelles.

Conformément à IAS 32 « instruments financiers - présentation », cette opération s'est traduite par l'extinction du coût amorti de la composante dette pour 191,3 millions d'euros, par contrepartie des capitaux propres du Groupe pour 190,8 millions d'euros et de la trésorerie pour 0,4 million d'euros (correspondant aux 14 425 obligations non présentées à la conversion et qui ont été remboursées en numéraire le 28 octobre 2022).

1.4.1.7 EMISSION D'OCEANES VERTES

Le 14 septembre 2022, Neoen S.A. a procédé à l'émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes pour un montant nominal de 300 millions d'euros.

Ces obligations ont été émises avec une dénomination de 100 000 euros chacune et portent intérêt à un taux annuel de 2,875% payable semestriellement à terme échu les 14 mars et 14 septembre de chaque année, et pour la première fois le 14 mars 2023.

Le prix de conversion / d'échange a été fixé à 51,4999 euros, correspondant à une prime de 35% par rapport au cours de référence de l'action de la Société. A moins qu'elles n'aient été converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, ces obligations seront remboursées au pair le 14 septembre 2027.

Conformément aux principes fixés par la norme IAS 32, « instruments financiers : présentation », cette émission a été traitée comme un instrument composé, la composante dette (obligation sans option de conversion) s'élevant, nette de frais, à environ 249,9 millions d'euros

et la composante capitaux propres (option de conversion) à près de 47,4 millions d'euros, nette de frais (se référer aux notes 18 et 20.2 des états financiers consolidés). Le taux d'intérêt effectif de la composante dette s'élève à 7,00 %.

1.4.1.8 CESSIION DE LA CENTRALE EOLIENNE DE SAINT-SAUVANT

Le 29 septembre, le Groupe a cédé à Sergies, partenaire historique dans le développement du projet, acteur local et énergéticien intégré, 95% de ses parts dans la centrale éolienne de Saint-Sauvant sur la base d'une valeur d'entreprise de 65,5 millions d'euros. D'une puissance de 20,6 MW et localisée dans le département de la Vienne, cette centrale est entrée en service au cours du premier semestre 2022. Neoen conserve une détention minoritaire, la supervision de la centrale pour les deux prochaines années, une présence locale à travers un contrat de *community management* et bénéficie d'une option de rachat lui permettant de prendre le contrôle de la société de projet dans 30 ans.

Cette opération réalisée dans le cadre de l'activité *farm-down* a généré un produit net de 16,4 millions d'euros comptabilisé en autres produits et charges opérationnels courants (se reporter à la note 9 des états financiers consolidés).

1.4.1.9 SITUATION DE LA CENTRALE SOLAIRE DE METORO AU MOZAMBIQUE

A 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 avaient été évacuées, 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. Depuis cette date, la situation sécuritaire ne s'est pas améliorée de manière notable, rendant hypothétique toute perspective de relance du chantier.

Compte tenu du très fort degré d'incertitude entourant l'avenir du projet, le Groupe a ainsi enregistré dans ses comptes au 31 décembre 2022 une perte de valeur d'un montant de (19,9) millions d'euros (se référer à la note 10 « éléments non courants de l'activité opérationnelle »).

1.4.1.10 NON-RESPECT DE COVENANTS DE CERTAINS FINANCEMENTS DE PROJETS

Au 31 décembre 2022, un actif du Groupe en Australie ne respecte toujours pas, suite notamment à des problématiques opérationnelles, son ratio minimum de couverture du service de la dette, comme cela était déjà le cas au 31 décembre 2021. En conséquence, le Groupe a maintenu l'accélération dans ses comptes de la dette de financement de projet sans recours afférente, présentée en endettement financier courant, pour un montant de 128,7 millions de dollars australiens (soit 82,0 millions d'euros) au 31 décembre 2022. Le Groupe est parallèlement toujours en cours de négociation en vue d'une résolution de ce cas de défauts avec les établissements prêteurs, qui ont continué, au cours de l'année, à assurer le financement de cet actif.

Par ailleurs, outre l'absence d'accord en vue de la 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, les difficultés opérationnelles rencontrées par celle-ci, au cours de l'année 2022, ont entraîné 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 124,1 millions de dollars américains, soit 116,3 millions d'euros) dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2022. Le Groupe travaille activement à 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. A ce titre, la société a ainsi obtenu un *waiver* en date du 1^{er} février 2023.

Les autres sociétés financées par des dettes projets et, mezzanines, 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.

Enfin, la situation de la centrale de Metoro constitue un cas de défaut technique au sens de la documentation de financement. La dette financière afférente à cette centrale est ainsi présentée en dettes courantes (pour 30,1 millions de dollars américains, soit 28,2 millions d'euros) dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2022.

Au total, 226,6 millions d'euros de dettes ont ainsi été accélérées dans les comptes consolidés annuels 2022.

1.4.1.11 CONFLIT RUSSO-UKRAINIEN

Neoen n'a pas d'activité et ne dispose d'aucun actif en Russie et en Ukraine.

Ainsi, le conflit en cours en Ukraine n'a à ce jour pas eu d'incidence significative directe sur le Groupe ni sur la continuité de son activité. Toutefois, en l'absence de visibilité sur la suite de ce conflit, Neoen considère que ses activités pourraient être affectées, à l'avenir, par les impacts potentiels de ce conflit sur l'économie mondiale, et notamment en matière de prix de l'électricité, de cours des matières premières utilisées pour les composants nécessaires à la construction d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable, ou encore de fonctionnement des chaînes logistiques.

1.4.2 COMMENTAIRES SUR L'ACTIVITE

La présentation et les commentaires relatifs au compte de résultat consolidé pour les années 2022 et 2021 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 (Australie, Europe-Afrique et Amériques, au niveau géographique ; solaire, éolien, 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.

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 2022 ont fait l'objet d'un audit par les commissaires aux comptes de la Société et sont présentés dans leur intégralité au chapitre 2 du présent document.

1.4.2.1 CHIFFRES CLES

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2022 (tcc)	Exercice 2021	Var (tcc)	Var (tcc) (en %)	Var	Var (en %)
Chiffre d'affaires	503,2	486,1	333,6	+ 152,6	+ 46%	+ 169,7	+ 51%
Ventes d'énergies sous contrat	309,2	297,2	249,3	+ 47,8	+ 19%	+ 59,9	+ 24%
Ventes d'énergies sur le marché	171,5	167,3	74,7	+ 92,6	+ 124%	+ 96,9	+ 130%
Autres produits	22,5	21,7	9,6	+ 12,1	+ 126%	+ 12,9	+ 134%
EBITDA ajusté^(a)	414,0	399,2	300,4	+ 98,8	+ 33%	+ 113,6	+ 38%
Marge d'EBITDA ajusté	82%	82%	90%				
EBIT ajusté^(a)	259,3	250,2	189,6	+ 60,6	+ 32%	+ 69,7	+ 37%
Marge d'EBIT ajusté	52%	51%	57%				
Résultat opérationnel non courant^(b)	(31,1)	(29,1)	(18,4)	- 10,7	- 58%	- 12,7	- 69%
Résultat financier	(152,7)	(142,8)	(117,7)	- 25,1	- 21%	- 35,0	- 30%
Résultat net ajusté de l'ensemble consolidé ^(a)	48,0	50,3	40,2	+10,0	+25%	+ 7,8	+ 19%

a) La définition et le calcul de ces agrégats sont détaillés à la section 1.1 « indicateurs alternatifs de performance » du présent document.

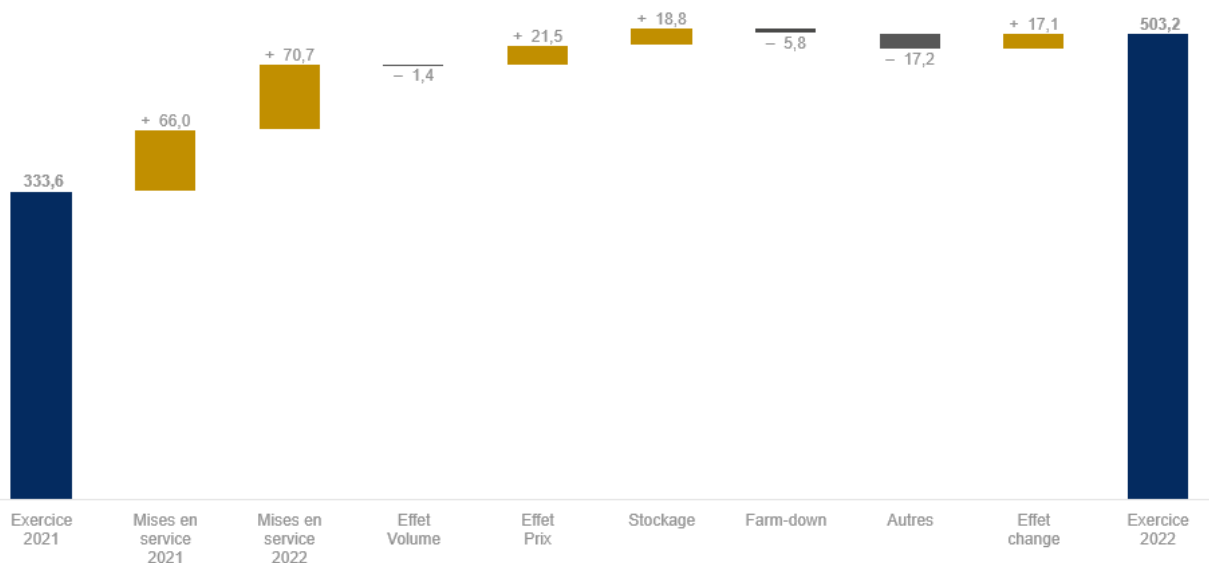
b) Cet agrégat est détaillé au paragraphe 1.4.2.3 du présent document.

Evolution 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 2021 et l'année 2022 se présente comme suit :

Evolution du chiffre d'affaires

(En millions d'euros)



Evolution de l'EBITDA ajusté

(En millions d'euros)



1.4.2.2 RESULTATS SECTORIELS

Les résultats sectoriels des exercices 2021 et 2022 sont ainsi présentés pour chacun des segments opérationnels du Groupe : solaire, éolien, stockage, *farm-down*, développement et investissements, et éliminations.

(En millions d'euros)		Chiffre d'affaires				EBITDA ajusté ^(a)				EBIT ajusté ^(b)			
		Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Australie													
	Eolien	84,5	67,1	+ 17,4	+ 26%	71,9	53,9	+ 17,9	+ 33%	45,6	36,1	+ 9,5	+ 26%
	Solaire	53,1	37,6	+ 15,5	+ 41%	73,9	30,7	+ 43,1	+ 140%	56,1	13,7	+ 42,3	x4
	Stockage	80,2	28,1	+ 52,1	x3	61,9	26,4	+ 35,5	+ 135%	38,8	13,8	+ 25,0	x3
	Total	217,8	132,8	+ 85,0	+ 64%	207,6	111,0	+ 96,6	+ 87%	140,5	63,7	+ 76,9	+ 121%
	En %	43% ^(e)	40% ^(e)			95% ^(f)	84% ^(f)			65% ^(g)	48% ^(g)		
Europe-Afrique													
	Eolien	132,1	68,1	+ 64,1	+ 94%	106,9	51,1	+ 55,8	+ 109%	76,5	21,6	+ 54,9	x4
	Solaire	64,4	60,8	+ 3,7	+ 6%	50,9	49,3	+ 1,6	+ 3%	32,4	30,2	+ 2,2	+ 7%
	Stockage	11,4	6,3	+ 5,1	+ 80%	6,2	3,8	+ 2,4	+ 63%	4,8	2,5	+ 2,3	+ 91%
	<i>Farm-down</i>	-	-	-	N/A	16,4	50,0	- 33,5	- 67%	16,4	50,0	- 33,5	- 67%
	Total	208,0	135,2	+ 72,8	+ 54%	180,4	154,2	+ 26,2	+ 17%	130,2	104,3	+ 25,9	+ 25%
	En %	41% ^(e)	41% ^(e)			87% ^(f)	114% ^(f)			63% ^(g)	77% ^(g)		
Amériques													
	Solaire	76,6	63,9	+ 12,7	+ 20%	56,8	57,3	- 0,4	- 1%	30,0	38,1	- 8,1	- 21%
	Total	76,6	63,9	+ 12,7	+ 20%	56,8	57,3	- 0,4	- 1%	30,0	38,1	- 8,1	- 21%
	En %	15% ^(e)	19% ^(e)			74% ^(f)	90% ^(f)			39% ^(g)	60% ^(g)		
Autres													
	Développement et investissements ^(c)	82,3	77,2	+ 5,1	+ 7%	(8,4)	2,1	- 10,5	x4	(20,5)	(7,6)	- 12,9	x3
	Eliminations ^(d)	(81,4)	(75,5)	- 5,9	- 8%	(22,3)	(24,2)	+ 1,9	+ 8%	(20,9)	(8,9)	- 12,0	- 135%
	Total	0,9	1,7	- 0,8	- 48%	(30,7)	(22,1)	- 8,6	- 39%	(41,4)	(16,4)	- 24,9	x3
TOTAL		503,2	333,6	+ 169,7	+ 51%	414,0	300,4	+ 113,6	+ 38%	259,3	189,6	+ 69,6	+ 37%
	Dont éolien	216,6	135,1	+ 81,5	+ 60%	178,6	105,0	+ 73,6	+ 70%	122,0	57,7	+ 64,3	+ 111%
	Dont solaire	194,1	162,3	+ 31,9	+ 20%	181,6	137,3	+ 44,3	+ 32%	118,6	82,1	+ 36,5	+ 44%
	Dont stockage	91,6	34,4	+ 57,1	x3	68,1	30,2	+ 37,9	+ 125%	43,6	16,3	+ 27,3	x3
	Dont <i>farm-down</i>	-	-	-	N/A	16,4	50,0	- 33,5	- 67%	16,4	50,0	- 33,5	- 67%

a) Pour plus de détail sur la définition et le calcul de cet agrégat, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 1.1.1 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 1.1.2 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 Eliminations).

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 503,2 millions d'euros pour l'exercice 2022 (486,1 millions d'euros à taux de change constants), en hausse de **+ 169,7 millions d'euros**, soit + 51 %, par rapport à l'exercice 2021 (+ 46 % à taux de change constants).

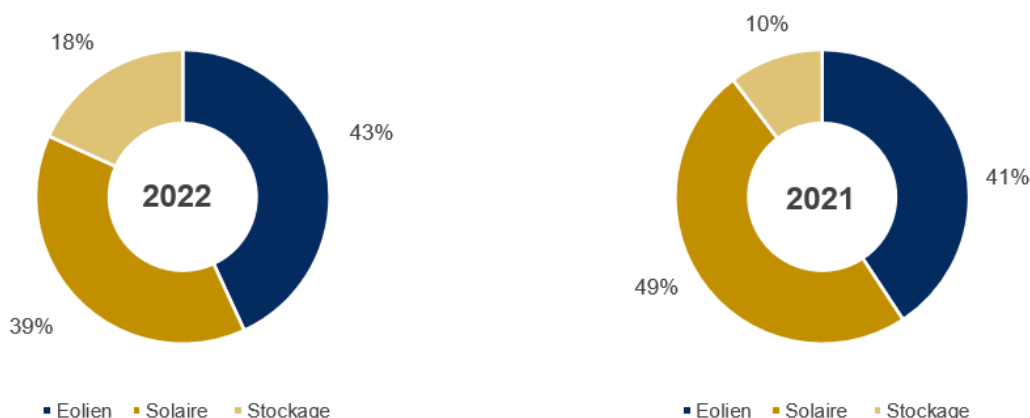
Cette croissance s'explique principalement par la contribution en année pleine des actifs mis en service en 2021 en Australie, en Argentine et en France, et par celle, au *pro rata temporis*, des centrales entrées en production en 2022, essentiellement en Finlande, en France et en Australie. Elle intègre ainsi le chiffre d'affaires *early generation revenues*⁴, qui a bénéficié d'un contexte de prix de marché très élevés.

A cela s'est ajoutée la contribution plus élevée des actifs mis en service avant le 1^{er} janvier 2021, principalement en Australie, conséquence (i) de prix de marché favorables, (ii) de l'entrée en vigueur du contrat d'achat de la centrale de Bulgana en fin d'année 2021, et (iii) de la très bonne performance de la batterie Hornsdale Power Reserve.

La hausse du chiffre d'affaires a toutefois été limitée par le recul de la contribution de la centrale d'El Llano et par l'effet négatif associé aux centrales cédées en fin d'année 2021 dans le cadre des opérations de *farm-down* réalisées.

Evolution 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 devenu le premier contributeur au chiffre d'affaires consolidé du Groupe (43 % en 2022, contre 41 % en 2021).

Le chiffre d'affaires de ce segment s'est établi en 2022 à 216,6 millions d'euros (**+ 81,5 millions d'euros**), soit + 60 % par rapport à 2021.

• Europe–Afrique (+ 64,1 millions d'euros)

La croissance du chiffre d'affaires s'explique très majoritairement par la contribution des actifs mis en service en 2022 (**+ 57,2 millions d'euros**), dont principalement celle de la centrale de Mutkalampi en Finlande, qui a bénéficié d'*early generation revenues*⁴ importants avant le démarrage, prévu en 2023, de ses contrats d'achats, et ce dans un contexte de prix de marchés très élevés.

Cette progression a été portée, dans une moindre mesure, par l'effet année pleine associé aux actifs mis en service en 2021 (**+ 4,2 millions d'euros**). A cela s'est ajoutée une contribution plus importante des centrales mises en service avant le 1^{er} janvier 2021 (**+ 2,7 millions d'euros**), s'expliquant essentiellement par la conclusion de nouveaux contrats de vente d'électricité de court terme en Irlande, à des prix supérieurs à ceux des contrats historiques arrivés à expiration en 2022.

• Australie (+ 17,4 millions d'euros)

La hausse du chiffre d'affaires résulte principalement de la hausse de la contribution :

- des trois centrales éoliennes d'Hornsdale (**+ 9,5 millions d'euros**), qui ont bénéficié de ressources en vent plus élevées en 2022 par rapport à 2021, et de prix de marché favorables sur l'exercice ;
- de la centrale de Bulgana (**+ 7,4 millions d'euros**) qui, d'une part, n'avait commencé à produire à pleine capacité qu'au cours du mois d'octobre 2021 et qui a, d'autre part, bénéficié, à la suite du démarrage de son contrat d'achat en décembre 2021, d'un prix moyen de vente plus élevé en 2022 qu'au cours de l'année 2021, lorsque l'électricité produite était vendue sur le marché dans un contexte de prix bas.

⁴ Ventes d'énergie à court terme précédant l'entrée en vigueur d'un contrat long terme.

Le segment solaire est désormais le second contributeur au chiffre d'affaires consolidé du Groupe (39 % en 2022 contre 49 % en 2021).

Le chiffre d'affaires de ce segment s'est élevé à 194,1 millions d'euros en 2022 (**+ 31,9 millions d'euros**), soit + 20 % par rapport à 2021.

- **Australie (+ 15,5 millions d'euros)**

La croissance du chiffre d'affaires résulte essentiellement de la contribution de la centrale de Western Downs, qui a injecté graduellement de l'électricité sur le réseau, avant l'entrée en vigueur de son contrat d'achat, prévue au cours du premier semestre 2023, dans un contexte de prix de marché élevés (**+ 12,0 millions d'euros**). Le chiffre d'affaires a par ailleurs bénéficié d'une meilleure contribution des centrales mises en service avant le 1^{er} janvier 2021 (**+ 3,6 millions d'euros**), principalement lié à un effet prix favorable.

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

La hausse du chiffre d'affaires résulte essentiellement de la contribution en année pleine de la centrale d'Altiplano 200 en Argentine, mise en service en 2021 (**+ 24,3 millions d'euros**).

Sa progression a toutefois été pénalisée par le recul de la contribution de la centrale d'El Llano au Mexique (**- 15,8 millions d'euros**), en raison :

- d'une base de comparaison plus élevée en 2021⁵. En effet, suite au retard dans la mise en œuvre des mécanismes administratifs nécessaires au démarrage du contrat de vente long terme d'électricité et à un accord conclu dans ce cadre avec le *Centro Nacional de Control de Energía* (CENACE) au cours du deuxième trimestre 2021, ce contrat, qui devait initialement prendre effet fin juin 2020, était devenu effectif à compter du 1^{er} juillet 2021. En conséquence, l'électricité produite jusqu'à cette date avait été valorisée au prix de marché, supérieur à celui du contrat d'achat ;
- de l'arrêt de la centrale imputable à des difficultés techniques survenues en juin 2022, son redémarrage progressif n'étant intervenu qu'à partir du mois d'octobre 2022.

- **Europe-Afrique (+ 3,7 millions d'euros)**

La hausse du chiffre d'affaires résulte essentiellement de la contribution des actifs mis en service en 2021 et 2022, en France notamment (**+ 10,6 millions d'euros**).

Cette progression a toutefois été partiellement compensée par l'impact de la cession de centrales en France, en fin d'année 2021, dans le cadre d'opérations de *farm-down* (**- 5,8 millions d'euros**).

Le segment stockage a représenté 18 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2022 (contre 10 % en 2021).

Le chiffre d'affaires de ce segment a contribué à hauteur de 91,6 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2022 (**+ 57,1 millions d'euros**).

- **Australie (+ 52,1 millions d'euros)**

La forte progression du chiffre d'affaires a essentiellement été portée par la contribution de la Victorian Big Battery (**+ 36,5 millions d'euros**), entrée en opération en décembre 2021, reposant sur :

- d'une part, des ventes de services réseaux (FCAS⁶) et des revenus d'arbitrage dans un environnement de marché particulièrement volatile ; et,
- d'autre part, des revenus associés à son contrat dit « SIPS » (*System Integrity Protection Scheme*) conclu avec le régulateur australien, qui prévoit de libérer, pendant les étés australiens, une capacité d'appoint supplémentaire pour l'interconnecteur existant entre les États de Victoria et de Nouvelle-Galles du Sud.

L'activité de stockage a également été soutenue par la très bonne performance de la batterie de Hornsdale Power Reserve qui a profité de conditions favorables dans un contexte de marché très volatile (**+ 15,6 millions d'euros**).

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

La croissance du chiffre d'affaires de l'activité de stockage a essentiellement été portée par la bonne performance de la batterie Yllikkälä Power Reserve en Finlande (**+ 4,4 millions d'euros**), qui a étendu son activité de vente de services réseaux à plusieurs marchés et profité de conditions de marché favorables au cours de l'année 2022.

⁵ Pour plus de détail sur la contribution au chiffre d'affaires de la centrale d'El Llano en 2021, le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 2.3.2.2 « résultats sectoriels » du Document d'Enregistrement Universel 2021.

⁶ Le lecteur est invité à se reporter au chapitre 3 « Glossaire » du présent document pour la définition des FCAS.

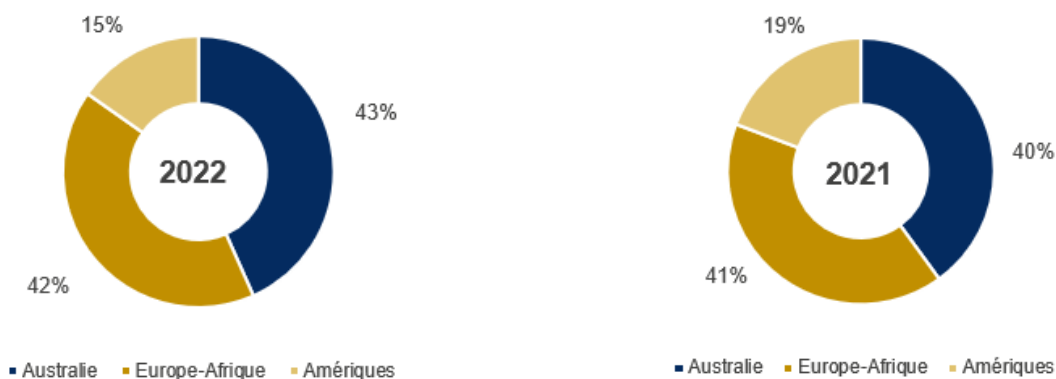
Les segments développement et investissements, et éliminations ont représenté un chiffre d'affaires de 0,9 million d'euros en 2022 contre 1,7 million d'euros en 2021 (**- 0,8 million d'euros**).

Sur l'exercice 2022, la part des ventes d'énergie sur le marché a atteint 34 % du chiffre d'affaires consolidé, contre 22 % sur l'exercice 2021. Elle reflète notamment le chiffre d'affaires *early generation* enregistré par le parc de Mutkalampi en Finlande, la contribution de la Victorian Big Battery en Australie, la bonne performance de la batterie d'Hornsedale Power Reserve, et enfin un contexte de prix de marché élevés.

Rapportée au chiffre d'affaires solaire et éolien (hors revenus de l'activité de stockage), la part des ventes sur le marché a atteint 24 % du chiffre d'affaires contre 16 % en 2021.

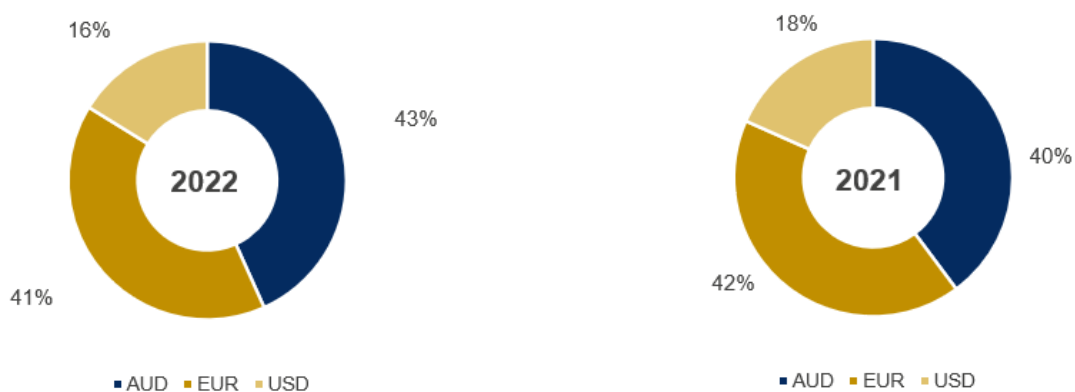
Répartition du chiffre d'affaires par zone géographique

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 2022, l'EBITDA ajusté consolidé du Groupe s'est élevé à 414,0 millions d'euros (399,2 millions d'euros à taux de change constants), en hausse de **+ 113,6 millions d'euros**, soit + 38 % par rapport à 2021.

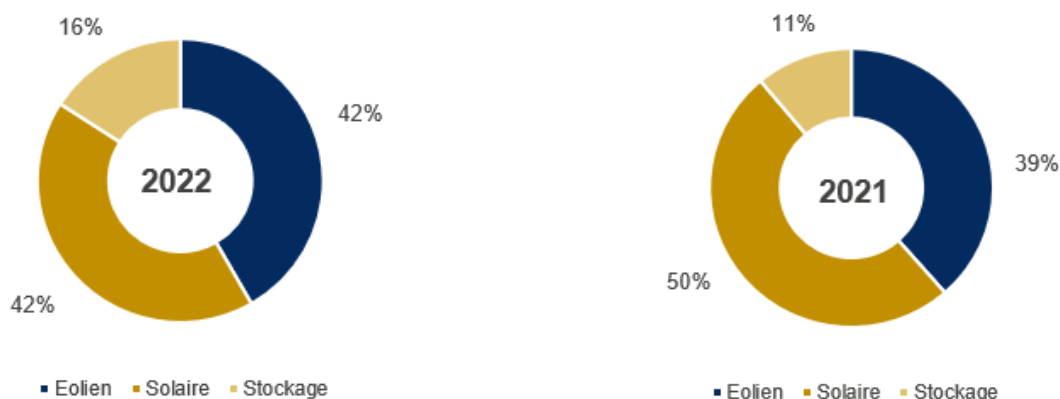
Cette progression a essentiellement été portée par la croissance du chiffre d'affaires du Groupe (**+ 169,7 millions d'euros** - se référer à l'analyse du chiffre d'affaires ci-avant), ainsi que, dans une moindre mesure, par une hausse des indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de plusieurs projets (*LDs*), en particulier en Australie, et une exonération partielle de pénalités reconnues historiquement au titre d'un contrat de vente d'électricité en Australie (**+ 37,2 millions d'euros**).

Elle a en revanche été affectée principalement par la progression des charges d'exploitation (**- 51,1 millions d'euros**), associée essentiellement aux centrales mises en service en 2021 et en 2022, et le recul de la contribution de l'activité de *farm-down* (**- 33,5 millions d'euros**).

La marge d'EBITDA ajusté du Groupe s'est ainsi établie à 82 % en 2022, contre 90 % en 2021.

Evolution 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 181,6 millions d'euros à l'EBITDA ajusté du Groupe (**+ 44,3 millions d'euros**), soit + 32 % par rapport à 2021. La marge d'EBITDA ajusté de ce segment s'est établie à 94 % en 2022 contre 85 % en 2021, sous l'effet d'une progression des *LDs* en Australie notamment.

- **Australie (+ 43,1 millions d'euros)**

La croissance de l'EBITDA ajusté s'explique essentiellement par la progression des *LDs*, associée à des retards dans la mise en service d'une centrale solaire (**+ 25,9 millions d'euros**), et dans une moindre mesure, par la hausse du chiffre d'affaires (**+ 15,5 millions d'euros** - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires). A cela s'est ajoutée l'augmentation des certificats verts stockés résultant d'une progression des volumes produits (**+ 4,3 millions d'euros**).

- **Europe-Afrique (+ 1,6 million d'euros)**

La croissance de l'EBITDA ajusté s'explique essentiellement par la hausse du chiffre d'affaires (**+ 3,7 millions d'euros** - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires). Celle-ci a partiellement été compensée par la hausse des charges d'exploitation associées aux actifs mis en service en 2021 et en 2022 (**- 1,8 million d'euros**).

- **Amériques (- 0,4 million d'euros)**

L'évolution de l'EBITDA ajusté s'explique essentiellement par une moindre contribution de la centrale d'El Llano liée notamment à des problèmes techniques rencontrés en 2022, ayant affecté la production de certificats verts, stockés dans l'attente de leur cession, ainsi qu'à un effet de base négatif associé notamment à la constatation de *LD's* en 2021 (**- 15,2 millions d'euros**). A cela s'est ajoutée la hausse des charges d'exploitation (**- 3,9 millions d'euros**). Ces effets ont été compensés par la croissance du chiffre d'affaires (**+ 12,7 millions d'euros** - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires) et par un effet de base positif résultant de la constatation, en 2021, de charges associées au provisionnement d'indemnités historiques (*LDs*) et à des pénalités, principalement liées à la centrale d'Altiplano 200 en Argentine (**+ 6,1 millions d'euros**).

Le segment éolien a contribué à hauteur de 178,6 millions d'euros à l'EBITDA ajusté du Groupe (+ 73,6 millions d'euros), soit + 70 % par rapport à 2021. La marge d'EBITDA ajusté de ce segment s'est établie à 82 % en 2022 contre 78 % en 2021.

- **Europe-Afrique (+ 55,8 millions d'euros)**

L'augmentation de l'EBITDA ajusté s'explique essentiellement par la hausse du chiffre d'affaires (+ 64,1 millions d'euros - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires). Cet effet a partiellement été compensé par une progression des charges d'exploitation (- 8,1 millions d'euros), sous l'effet principalement des mises en service réalisées en 2021 et 2022, en Finlande et en France.

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

La hausse de l'EBITDA ajusté résulte essentiellement de la croissance du chiffre d'affaires (+ 17,4 millions d'euros - se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires) et de l'exonération partielle de pénalités, reconnues historiquement au titre d'un contrat de vente d'électricité (+ 11,1 millions d'euros). Ces effets ont partiellement été compensés par la hausse des coûts de connexion au réseau, de supervision et de maintenance imputables notamment à l'atteinte de la *Commercial Operation Date* par la centrale de Bulgana en fin d'année 2021 (- 6,5 millions d'euros), et pour les centrales d'Hornsdale, par la révision contractuelle des frais de maintenance, et l'augmentation des coûts de régulation consécutive à la survenance d'incidents intervenus sur le réseau au cours de l'exercice 2022 (- 4,3 millions d'euros).

Le segment stockage a plus que doublé son EBITDA ajusté en 2022 par rapport à 2021 (68,1 millions d'euros, soit + 37,9 millions d'euros). La marge d'EBITDA ajusté s'est établie quant à elle à 74 % en 2022 contre 88 % en 2021 du fait principalement de l'entrée en opération à la fin de l'année 2021 de la Victorian Big Battery.

- **Australie (+ 35,5 millions d'euros)**

La hausse de l'EBITDA ajusté résulte essentiellement de la croissance du chiffre d'affaires (+ 52,1 millions d'euros), conséquence, d'une part, de l'entrée en opération de la Victorian Big Battery en décembre 2021, et d'autre part de la forte croissance de la contribution de la batterie Hornsdale Power Reserve qui a profité de conditions favorables dans un contexte de marché très volatile (se reporter à l'analyse du chiffre d'affaires ci-avant). Ces effets ont partiellement été compensés par l'augmentation des charges d'exploitation (- 15,5 millions d'euros), essentiellement liée à la hausse des achats d'électricité nécessaires à la fourniture de prestations d'équilibrage du réseau (FCAS) et à la réalisation d'opérations d'arbitrage.

- **Europe-Afrique (+ 2,4 millions d'euros)**

L'augmentation de l'EBITDA ajusté s'explique essentiellement par la hausse du chiffre d'affaires et des charges d'exploitation de la centrale d'Ylikkälä Power Reserve en Finlande (respectivement + 4,4 millions d'euros et - 1,8 million d'euros), conséquence de la bonne performance de la centrale, qui a bénéficié d'un environnement de marché favorable en 2022.

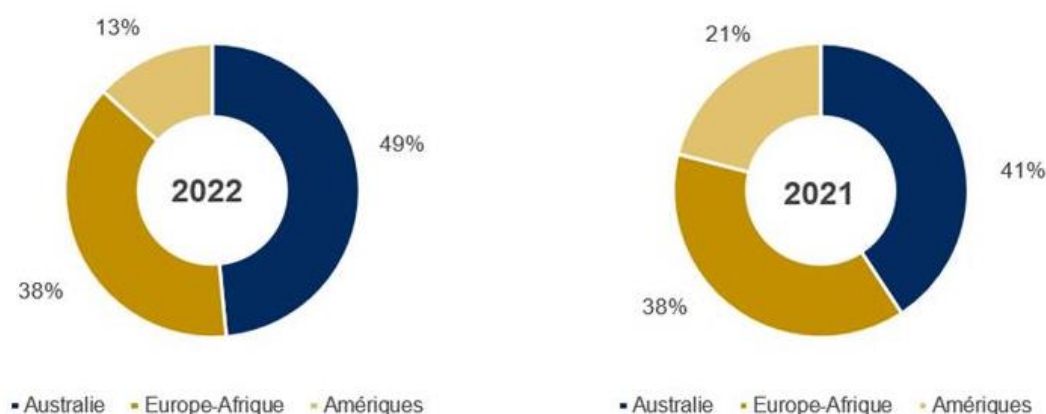
Le segment farm-down a généré un EBITDA ajusté de 16,4 millions d'euros en 2022, correspondant exclusivement à la plus-value de cession de la centrale éolienne de Saint-Sauvant en France (se reporter au paragraphe 1.4.1.8 du présent du document).

En 2021, ce segment avait généré un EBITDA ajusté de 50,0 millions d'euros, correspondant principalement aux plus-values de cession des centrales solaires de Lugos (Gironde), Miremont (Haute-Garonne), Grabels (Hérault) et Lagarde (Vaucluse) ainsi que des projets éoliens Le Berger (Meuse) et Les Beaux Monts (Yonne) en France.

Les segments développement et investissements, et éliminations ont contribué à l'EBITDA ajusté du Groupe à hauteur de (30,7) millions d'euros en 2022, contre (22,1) millions d'euros en 2021. Cette variation (- 8,6 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.

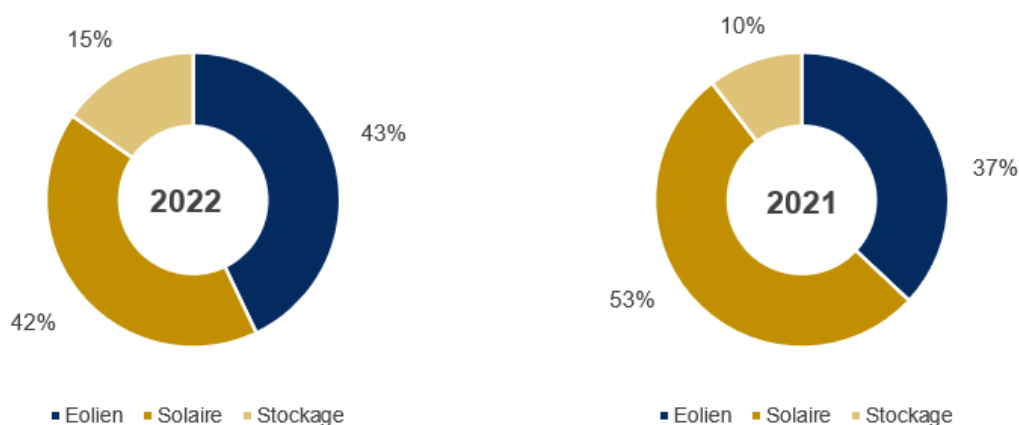


EBIT ajusté

L'EBIT ajusté du Groupe s'est élevé à 259,3 millions d'euros en 2022 (250,2 millions d'euros à taux de changes constants), en hausse de **+ 69,7 millions d'euros**, soit **+ 37 %** par rapport à 2021. Cette évolution s'explique principalement par la croissance de l'EBITDA ajusté (**+ 113,6 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 2021 et en 2022 (**- 39,9 millions d'euros**).

Evolution 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 éolien a contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de 122,0 millions d'euros (**+ 64,3 millions d'euros**). Ceci résulte essentiellement de la progression de l'EBITDA ajusté de ce segment (**+ 73,6 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté ci-avant). Celle-ci a été partiellement compensée par la hausse des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (**- 9,3 millions d'euros**).

- **Europe-Afrique (+ 54,9 millions d'euros)**

La hausse de l'EBIT ajusté s'explique essentiellement par la progression de l'EBITDA ajusté (**+ 55,8 millions d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté ci-avant).

- **Australie (+ 9,5 millions d'euros)**

La progression de l'EBIT ajusté a été imputable principalement à la hausse de l'EBITDA ajusté (**+ 17,9 millions d'euros**), partiellement compensée par la hausse des charges d'amortissement de la centrale de Bulgana résultant d'un effet année pleine (**- 8,6 millions d'euros**).

Le segment solaire a contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de 118,6 millions d'euros (**+ 36,5 millions d'euros**), soit **+ 44 %** par rapport à 2021. Ceci résulte essentiellement de l'évolution de l'EBITDA ajusté de ce segment (**+ 44,3 millions d'euros** - se reporter à l'analyse ci-avant). Cet effet a partiellement été compensé par la hausse des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (**- 7,8 millions d'euros**).

- **Australie (+ 42,3 millions d'euros)**

La hausse de l'EBIT ajusté s'explique principalement par la croissance de l'EBITDA ajusté (**+ 43,1 millions d'euros**), et par l'entrée progressive en phase de fin d'exploitation de la centrale de Degussa (**+ 1,9 million d'euros**). Ces effets ont partiellement été compensés par la hausse des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (**- 2,7 millions d'euros**).

- **Europe-Afrique (+ 2,2 millions d'euros)**

La hausse de l'EBIT ajusté s'explique principalement par la progression de l'EBITDA ajusté (**+ 1,6 million d'euros** - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté ci-avant).

- **Amériques (- 8,1 millions d'euros)**

L'évolution de l'EBIT ajusté résulte essentiellement de la baisse de l'EBITDA ajusté (**- 0,4 million d'euros**) et de la hausse des charges d'amortissement, liée à la mise en service de la centrale d'Altiplano 200 en Argentine, en fin d'année 2021 (**- 6,3 millions d'euros**).

Le segment stockage a contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de 43,6 millions d'euros en 2022 (+ 27,3 millions d'euros par rapport à 2021). Cette évolution résulte essentiellement de la progression de l'EBITDA ajusté de ce segment (+ 37,9 millions d'euros - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté ci-avant), effet partiellement compensé par une progression des charges d'amortissement résultant de la croissance du parc d'actifs en opération (- 10,6 millions d'euros).

- **Australie (+ 25,0 millions d'euros)**

La progression de l'EBIT ajusté est imputable principalement à la hausse de l'EBITDA ajusté (+ 35,5 millions d'euros), partiellement compensée par la hausse des charges d'amortissement consécutive à la mise en service en décembre 2021 de la Victorian Big Battery (- 9,9 millions d'euros).

- **Europe-Afrique (+ 2,3 millions d'euros)**

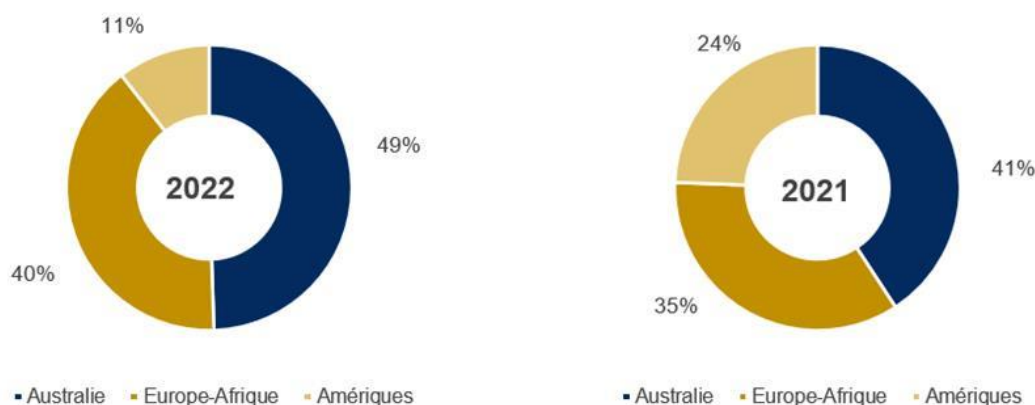
La hausse de l'EBIT ajusté s'explique principalement par la progression de l'EBITDA ajusté (+ 2,4 millions d'euros - se reporter à l'analyse de l'EBITDA ajusté ci-avant).

Le segment farm-down a contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de 16,4 millions d'euros (se référer à l'analyse de l'EBITDA ajusté faite précédemment).

Les segments développement et investissements, et éliminations ont contribué à l'EBIT ajusté du Groupe à hauteur de (41,4) millions d'euros contre (16,4) millions d'euros en 2021, 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 262,1 millions d'euros en 2022, en hausse de + 72,5 millions d'euros, soit + 38 % par rapport à 2021. Cette évolution s'explique par la hausse de l'EBIT ajusté (se reporter à l'analyse de l'EBIT ajusté), ainsi que par la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie enregistrée en 2022 à hauteur de + 2,8 millions d'euros (se reporter au paragraphe 1.1.2 du présent document).

1.4.2.3 ANALYSE DES AUTRES POSTES DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE

Résultat opérationnel non courant

Le résultat opérationnel non courant s'est élevé à (31,1) millions d'euros en recul de – 12,7 millions d'euros et se décompose comme suit :

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Frais de développement antérieurs ^(a)	(4,0)	(8,1)	+ 4,1	+ 51%
Résultats des cessions d'actifs	0,1	0,1	– 0,0	N/A
Autres produits et charges opérationnels non courants	(3,8)	(8,0)	+ 4,2	+ 52%
Dépréciation des coûts de développement activés ^(b)	(15,7)	(5,7)	– 10,0	x3
Autres dépréciations d'actifs ^(c)	(13,1)	(10,5)	– 2,7	N/A
Reprise de dépréciation des coûts de développement activés ^(d)	1,6	5,8	– 4,2	– 73%
Dépréciations d'actifs non courants	(27,3)	(10,4)	– 16,9	x3
Résultat opérationnel non courant	(31,1)	(18,4)	– 12,7	x2

- a) Les frais de développement immobilisés pour lesquels le Groupe, à la suite d'évènements externes hors de son contrôle, considère que les critères d'activation prévus par IAS 38 « Immobilisations incorporelles » ne sont plus respectés, sont comptabilisés en autres charges opérationnelles non courantes sur la période (se reporter à la section 2.1 aux notes 9 et 10 des états financiers consolidés). En 2022, ceux-ci ont principalement été liés à l'abandon de projets en Australie, en Irlande et en France. En 2021, ils correspondaient essentiellement à l'abandon de projets en Australie, en France, aux Etats-Unis et en Irlande.
- b) En 2022, ce poste correspond principalement à la dépréciation des coûts de développement de la centrale de Metoro au Mozambique pour (8,8) millions d'euros (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice »), et de ceux d'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.
- c) En 2022, les autres dépréciations d'actifs correspondent principalement à la perte de valeur comptabilisée sur les actifs de la centrale de Metoro au Mozambique en complément de la dépréciation des coûts de développement (comme indiqué dans la note précédente) pour (11,1) millions d'euros (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice »).
- d) Les reprises de dépréciation des coûts de développement activés concernent les projets abandonnés.

Résultat financier

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Coût de l'endettement financier	(135,6)	(106,5)	- 29,1	- 27%
Total autres produits et charges financiers	(17,1)	(11,2)	- 5,9	- 52%
Produits et charges d'intérêts sur prêts d'actionnaires	(1,0)	(0,8)	- 0,2	- 27%
Gains et pertes de change	(6,9)	(4,3)	- 2,6	- 60%
Autres produits et charges financiers	(9,2)	(6,1)	- 3,1	- 50%
Résultat financier	(152,7)	(117,7)	- 35,0	- 30%

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

- l'augmentation du coût de l'endettement financier (**- 29,1 millions d'euros**), résultant essentiellement de la hausse du nombre de centrales en exploitation sous financement, effet partiellement compensé par l'impact du remboursement progressif des financements des centrales en opération. La hausse des taux d'intérêts en 2022 n'a quant à elle eu qu'un impact limité sur la hausse du coût de l'endettement financier du fait de la stratégie de couverture du Groupe.

En 2022, le coût de l'endettement financier correspond ainsi aux charges d'intérêts sur emprunts résultant des financements relatifs aux actifs de production pour (113,9) millions d'euros (contre (77,2) millions d'euros en 2021), aux charges d'intérêts sur instruments financiers dérivés de taux pour (14,9) millions d'euros (contre (23,9) millions d'euros en 2021) et aux charges d'intérêts sur droits d'utilisation pour (6,8) millions d'euros (contre (5,4) millions d'euros en 2021).

- l'effet négatif de la variation des autres produits et charges financiers (**- 3,1 millions d'euros**). Ceux-ci sont principalement composés (i) de commissions et de frais bancaires, (ii) de coûts des cautions et des garanties, (iii) des charges de désactualisation des provisions pour démantèlement et autres passifs non courants, en augmentation sous l'effet de la croissance du nombre d'actifs en exploitation, et (iv) d'autres produits et charges financiers non récurrents.

En 2022, ils intègrent notamment une charge financière nette liée au refinancement de Neoen Production 2 pour (1,4) million d'euros.

En 2021, la charge financière de (6,1) millions d'euros incluait notamment (1,6) million d'euros de charges supportées dans le cadre de remboursements anticipés d'emprunts.

- l'impact négatif de l'évolution des gains et pertes de change (**- 2,6 millions d'euros**). En 2022, ceux-ci se sont élevés 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).

En 2021, les gains et pertes de change s'élevaient à (4,3) millions d'euros, et étaient principalement constitués par des pertes de change sur crédits de TVA libellés en pesos argentins.

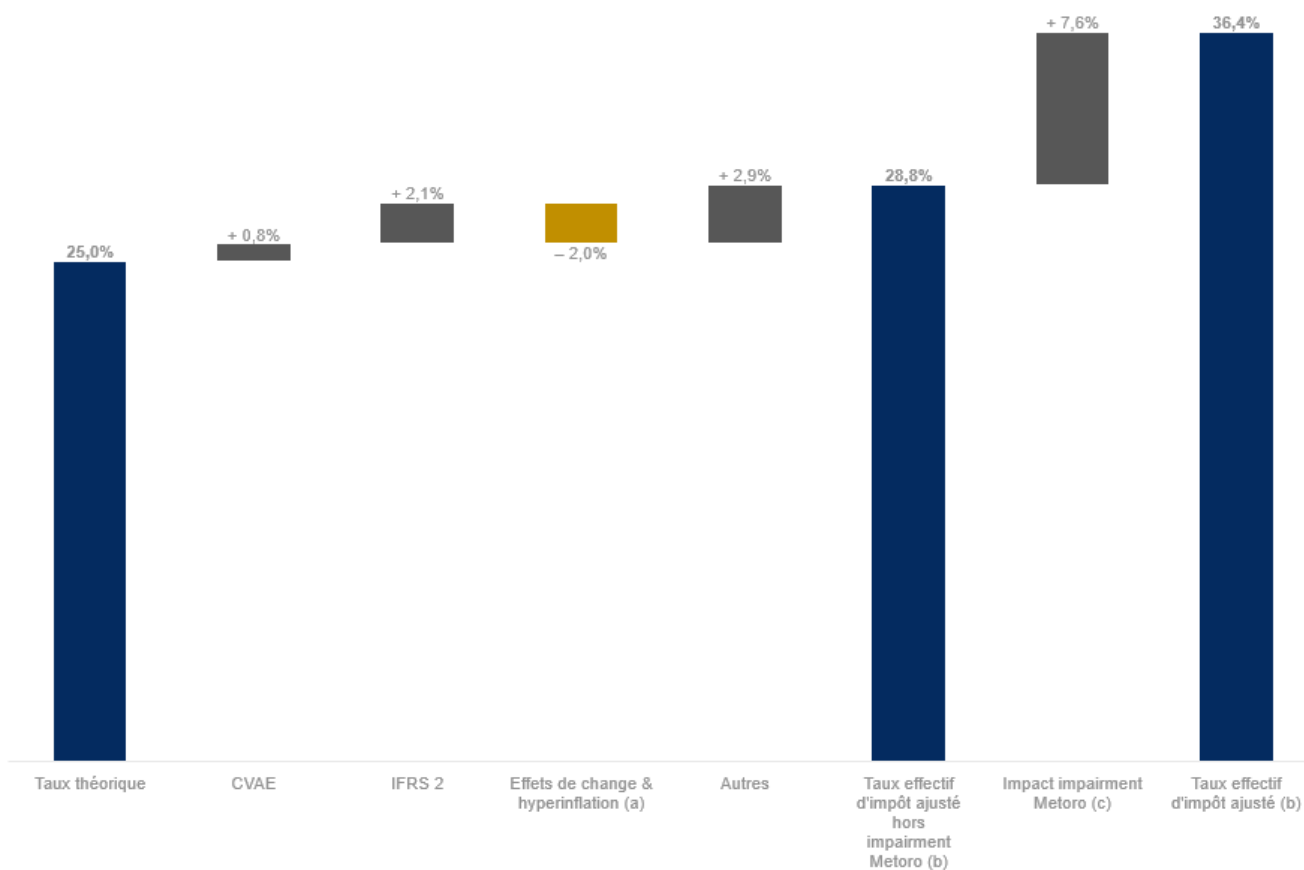
Impôts sur les résultats

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

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, l'étendue des charges non déductibles et l'effet des mécanismes de sous-capitalisation.

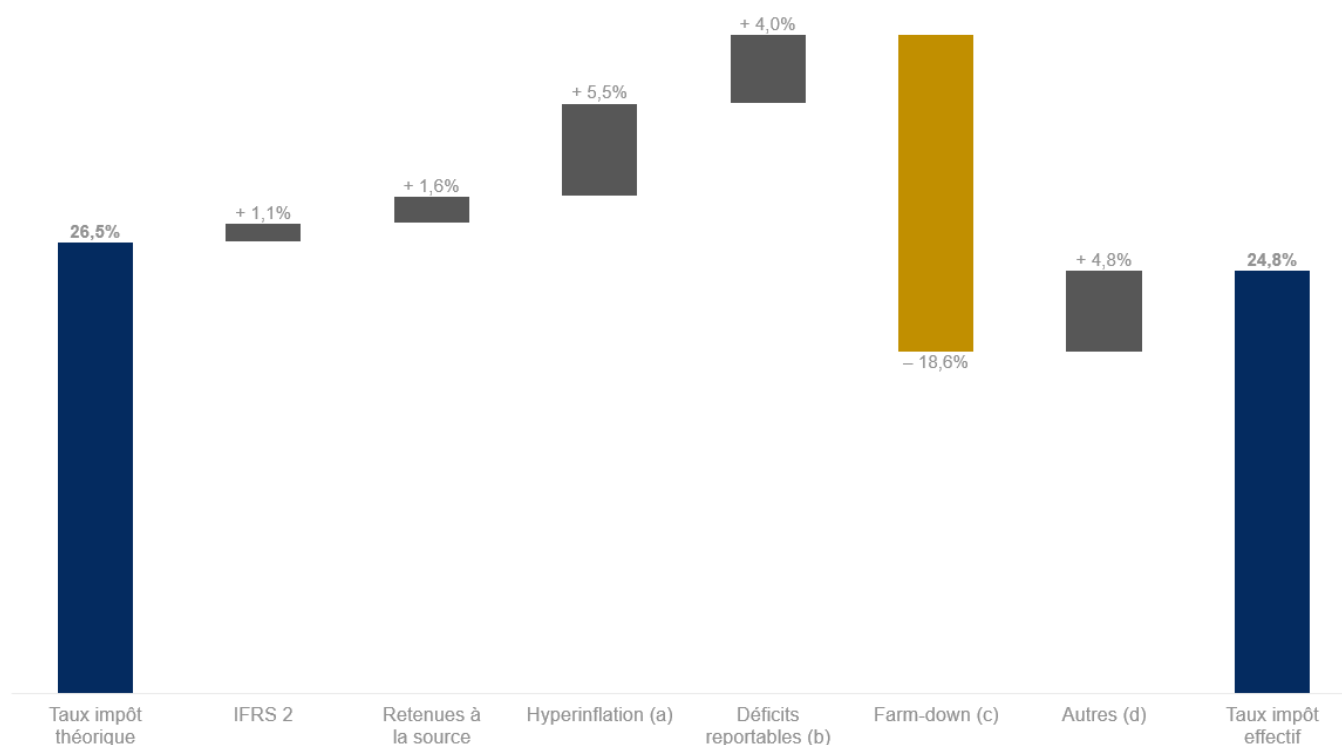
La charge d'impôt s'est élevée à (32,6) millions d'euros en 2022 (dont (22,6) millions d'euros d'impôt exigible et (10,0) millions d'euros d'impôt différé), contre (13,3) millions d'euros en 2021 (dont (14,6) millions d'euros d'impôt exigible et 1,4 million d'euros d'impôt différé). Après retraitement de l'effet impôt lié à la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie (5,1 millions d'euros), la charge d'impôt ajustée s'est élevée à (27,5) millions d'euros sur l'exercice 2022, soit un taux effectif d'impôt ajusté de 36,4 % contre 24,8 % sur l'exercice 2021.

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 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) 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 1.1.3 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 nette active d'impôts différés.

En 2021, la différence entre le taux d'impôt théorique de 26,5 % et le taux d'impôt effectif de 24,8 % (– 1,7 point) se décomposait comme suit :



- a) Incidence des règles fiscales en vigueur en Argentine en matière d'hyperinflation.
b) Compte tenu des perspectives de bénéfices sur certaines géographies et des limitations temporelles dans l'utilisation des déficits fiscaux, il n'avait pas été reconnu d'impôts différés actifs au titre de certaines pertes fiscales.
c) Impact des opérations de farm-down réalisées en France et relevant majoritairement de l'application du régime des plus-values long terme.
d) Différences permanentes individuellement non significatives.

Résultat net ajusté de l'ensemble consolidé

Le calcul du résultat net ajusté de l'ensemble consolidé est détaillé au paragraphe 1.1.3 du présent document.

Compte tenu des évolutions précitées, le résultat net ajusté de l'ensemble consolidé a progressé de **+ 7,8 millions d'euros**, passant de 40,2 millions en 2021 à 48,0 millions d'euros en 2022.

Résultat net de l'ensemble consolidé

Compte tenu des évolutions précitées, de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie (2,8 millions d'euros) et de l'effet impôt afférent ((5,1) millions d'euros), le résultat net de l'ensemble consolidé a progressé de **+ 5,4 millions d'euros** passant de 40,2 millions d'euros en 2021 à 45,7 millions d'euros en 2022.

- **Résultat net attribuable à la part du Groupe**

Le résultat net attribuable à la part du Groupe a cru de **+ 4,2 millions d'euros**, s'élevant à 45,2 millions d'euros en 2022 contre 41,0 millions d'euros en 2021. 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 0,5 million d'euros sur l'exercice 2022 contre (0,8) million d'euros un an auparavant. Il représente la quote-part des autres actionnaires dans le résultat dégagé par les sociétés où Neoen n'est pas le seul actionnaire, principalement en Australie, au Mozambique, en Jamaïque, en Zambie et en Finlande.

1.4.2.4 BILAN CONSOLIDE SIMPLIFIE

(En millions d'euros)	31.12.2022	31.12.2021	Var	Var (en %)
Actifs non courants	5 362,9	4 147,0	+ 1 215,9	+ 29%
Dont immobilisations corporelles	4 566,9	3 677,6	+ 889,4	+ 24%
Dont instruments financiers dérivés de taux ^(a)	271,7	30,4	+ 241,3	x9
Dont instruments financiers dérivés énergie ^(b)	41,3	-	+ 41,3	N/A
Actifs courants	883,9	798,2	+ 85,7	+ 11%
Dont trésorerie et équivalents de trésorerie	622,8	592,6	+ 30,3	+ 5%
Actifs destinés à être cédés^(c)	26,8	-	+ 26,8	N/A
Total de l'actif	6 273,5	4 945,1	+ 1 328,4	+ 27%
Dont capitaux propres^(d)	1 914,3	1 373,9	+ 540,4	+ 39%
Dont dettes financières^(a)	3 509,3	2 953,4	+ 555,9	+ 19%
Dont financements seniors des projets	2 717,6	2 199,6	+ 518,1	+ 24%
Dont financements obligataires des projets	77,4	117,5	- 40,2	- 34%
Dont financements <i>corporate</i>	409,7	338,8	+ 70,8	+ 21%
Dont dettes locatives	264,4	219,7	+ 44,7	+ 20%
Dont passifs destinés à être cédés^(c)	28,2	-	+ 28,2	N/A
Total du passif	6 273,5	4 945,1	+ 1 328,4	+ 27%

- a) Les instruments financiers dérivés de taux et les dettes financières font l'objet d'une analyse spécifique au paragraphe 1.5.4 du présent document.
- b) Au 31 décembre 2022, les instruments financiers dérivés énergie actifs se sont établis à 46,1 millions d'euros dont 41,3 millions d'euros non courants et 4,8 millions d'euros courants. Ils sont détaillés en section 2.1 - note 20.3 « instruments financiers dérivés ».
- c) Au 31 décembre 2022, les actifs et passifs destinés à être cédés correspondent uniquement à ceux de la centrale solaire de Cabrela au Portugal, dont la cession, dans le cadre de l'activité de farm-down, a été formellement réalisée le 22 février 2023 (se reporter à la section 2.1 – note 3.4 « actifs et passifs destinés à être cédés »).
- d) Les mouvements affectant les capitaux propres du Groupe au cours des exercices 2021 et 2022 sont détaillés dans le tableau de variation des capitaux propres consolidés et la note associée (se reporter au paragraphe 2.1.4 du présent document et à la section 2.1 - note 18 « capitaux propres et détail des instruments dilutifs »).

Les actifs corporels ont progressé de + 24 % en 2022 du fait de l'augmentation du nombre de centrales en exploitation et en construction (se reporter à la section 2.1 - note 12.3 « immobilisations corporelles » et au paragraphe 1.4.1.1 du présent document). Les investissements réalisés par le Groupe sont détaillés au paragraphe 1.5.8.2 du présent document.

La hausse de la trésorerie du Groupe sur l'exercice (**+ 30,3 millions d'euros**) résulte essentiellement de l'évolution des disponibilités et équivalents de trésorerie :

- localisés dans les sociétés projets et holdings associées (pour 376,0 millions d'euros, en hausse de **+ 63,0 millions d'euros** par rapport au 31 décembre 2021), 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.
- détenus par Neoen S.A. (246,9 millions d'euros, en baisse de **- 32,7 millions d'euros** par rapport à l'exercice précédent), sous l'effet :
 - de l'émission de nouvelles obligations convertibles (« OCEANES vertes 2022 ») à échéance 2027 (**+ 300,0 millions d'euros**) (se reporter au paragraphe 1.4.1.7) ;
 - du paiement, par les sociétés projets, de prestations de développement (**+ 97,3 millions d'euros**), notamment en France et en Finlande ;
 - des dividendes reçus et des remboursements de comptes courants par les sociétés de projets (**+ 46,8 millions d'euros**).

Ces effets ont été plus que compensés par :

- des investissements sous forme d'apports en fonds propres et en comptes courants dans les nouveaux projets et les actifs en construction (**- 390,3 millions d'euros**), notamment en Australie, en France, au Portugal, en Suède, au Canada et en Finlande ;
- le financement des activités de développement et des coûts de structure (**- 87,1 millions d'euros**).

Au 31 décembre 2022, la trésorerie des actifs en exploitation comprend 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 considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur (se référer à la section 2.1 – notes 17 et 20.2 des états financiers consolidés).

La hausse des capitaux propres sur l'exercice (**+ 540,4 millions d'euros**) provient essentiellement :

- de la variation positive des autres éléments du résultat global (**+ 263,1 millions d'euros**), principalement liée aux variations de juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt qualifiés d'instruments de couverture de flux de trésorerie, dans un contexte de hausse des taux d'intérêts *forward* sur l'exercice (+ 252,0 millions d'euros nets d'impôts) ;
- de la conversion en actions de la très grande majorité des OCEANes 2019 (**+ 199,6 millions d'euros**). Se reporter au paragraphe 1.4.1.6 du présent document ;
- de la constatation du résultat de la période (**+ 45,7 millions d'euros**) ;
- de l'impact de l'émission d'OCEANes vertes réalisée en septembre 2022, correspondant à la composante capitaux propres de cet instrument composé au sens des normes IFRS (**+ 35,6 millions d'euros nets d'impôts différés**) ;
- du versement du premier dividende de l'histoire du Groupe (**- 10,7 millions d'euros**, dont - 2,1 millions d'euros en numéraire et - 8,6 millions d'euros en actions).

La structure financière du Groupe est solide : 88 % de l'endettement financier total du Groupe à fin décembre 2022 est adossé aux centrales de production d'électricité, financées très majoritairement par de la dette projet long terme en devises fortes (euro, dollar américain et dollar australien). Les dettes financières sont détaillées au paragraphe 1.5.4 du présent document.

1.5 FINANCEMENTS ET INVESTISSEMENTS

1.5.1 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 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 de court terme et sur les marchés de gros (pour plus de détail se reporter au paragraphe 1.5.2 « 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 9 avril 2021, Neoen avait ainsi réalisé avec succès une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription d'un montant brut total de 599,0 millions d'euros. Le produit de cette augmentation de capital avait pour objet de financer le premier cycle d'investissement du plan de développement du Groupe visant à atteindre 10 GW de capacité en opération ou en construction à fin 2025 (se reporter au paragraphe 1.4.1 « faits marquants de la période » et à la section 1.3 « perspectives et tendances » du présent document).

S'agissant des financements *corporate*, et en cohérence avec son engagement en faveur de la finance durable, le Groupe a de nouveau 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 a 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 à raison de 1,078 actions Neoen pour 1 obligation présentée, 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, ayant depuis fait l'objet de plusieurs amendements, pour un montant nominal de 200 millions d'euros, comprenant un emprunt à terme de 125 millions d'euros, et une facilité de crédit *revolving* d'un montant nominal de 75 millions d'euros, dont les conditions financières sont indexées sur des indicateurs Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG), et dont l'échéance a été prolongée, au cours de l'année 2021, jusqu'en 2026. Ce crédit syndiqué, dont la composante emprunt à terme a été portée à 175 millions d'euros au cours de l'année 2022, demeurait non mobilisé au 31 décembre 2022.

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, selon l'objectif communiqué, lors du *Capital Markets Day* du 11 mars 2021, et toujours en vigueur, d'un ratio de levier financier supérieur à 70 % du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit *corporate* ou mise en place au niveau de sociétés de projets dédiées, sous forme de dette senior ou mezzanine.

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* d'un montant nominal de 75 millions d'euros à échéance 2026 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.

1.5.2 FINANCEMENT DES PROJETS PAR ENDETTEMENT

1.5.2.1 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.

1.5.2.2 STRUCTURATION ET PERIMETRE DES FINANCEMENTS

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

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

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

1.5.2.3 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.

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 Ipx, Société Générale, Groupe BPCE, BNP Paribas, Banque Postale, Clean Energy Finance Corporation, HSBC, NORDB/LB ou encore Bpifrance, 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.

1.5.3 INDICATEURS SUIVIS PAR LE GROUPE

La durée résiduelle moyenne des financements de projet consentis, au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2021, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en exploitation, se présente comme suit :

Durée résiduelle moyenne pondérée par l'endettement (en années)	Solaire	Eolien	Total
AUD	12,7	18,2 ⁷	16,3
EUR	15,5	17,4	16,8
USD	13,6	N/A	13,6
TOTAL 31.12.2022	13,4	17,7	15,9
TOTAL 31.12.2021	14,2	16,9	15,8

L'augmentation constatée entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 sur le segment éolien reflète l'entrée en opération de la centrale de Mutkalampi en Finlande.

Le ratio moyen pondéré du montant de la dette projet levée par rapport aux dépenses d'investissement réalisées pour le développement et la construction des projets, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en exploitation au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2021, se présente comme suit :

Ratio dettes projets / Dépenses d'investissement	Solaire	Eolien	Total
AUD	64%	79%	73%
EUR	90%	70%	75%
USD	64%	N/A	64%
TOTAL 31.12.2022	70%	73%	72%
TOTAL 31.12.2021	70%	77%	73%

La diminution constatée entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 sur le segment éolien s'explique principalement par l'entrée en opération de la centrale de Mutkalampi en Finlande.

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 72 % au 31 décembre 2022.

Le taux d'intérêt moyen pondéré de l'endettement au titre des financements de projet, sur une base *all-in*, c'est-à-dire la somme de la marge appliquée par l'établissement financier et les *swaps* de taux ou autres produits dérivés de taux, pour l'ensemble des projets consolidés du Groupe en opération, se présente comme suit :

Taux d'intérêt moyen pondéré des financements de projet <i>all-in</i>	Solaire	Eolien	Total
AUD	5,0%	4,1%	4,4%
EUR	2,0%	2,5%	2,3%
USD	6,9%	N/A	6,9%
TOTAL 31.12.2022	5,0%	3,1%	4,0%
TOTAL 31.12.2021	4,4%	2,9%	3,7%

L'augmentation constatée entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 s'explique essentiellement par un contexte de remontée des taux d'intérêts, ayant affecté la part non couverte des financements de projet des actifs en exploitation, et, pour la dette libellée en euros, par l'effet de l'entrée en opération de la centrale éolienne de Mutkalampi en Finlande.

⁷ Les actifs australiens Western Downs (solaire - 460 MWp), Kaban (éolien - 157 MW) et Goyder 1A (éolien - 209 MW), actuellement en construction, ont été financés individuellement sous forme de financements de projet court terme (type *mini-perm*) d'une durée de 5 ans. Ils seront intégrés dans l'indicateur de durée résiduelle moyenne pondérée par l'endettement dès leur entrée en exploitation.

Par ailleurs, au 31 décembre 2022, le taux d'intérêt moyen pondéré des différentes dettes du Groupe (dettes projets, dettes mezzanines et dettes *corporate*) est d'environ 2,6 % en euros, 4,3 % en dollars australiens, et 6,9 % 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 2022, (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 2021, le taux d'intérêt moyen pondéré des différentes dettes du Groupe (dettes projets, dettes mezzanines et dettes *corporate*) était d'environ 2,1 % en euros, 4,0 % en dollars australiens, et 6,0 % en dollars américains.

L'augmentation constatée du taux moyen pondéré de la dette Groupe libellée en euros entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 s'explique essentiellement par (i) les tirages réalisés au titre du financement de la centrale éolienne de Mutkalampi en Finlande (ii) l'émission en septembre 2022 de nouvelles OCEANES vertes dont le coupon annuel s'élève à 2,875 % (iii) un contexte de remontée des taux d'intérêts ayant affecté la part non couverte des financements de projet en euros.

L'augmentation constatée du taux moyen pondéré de la dette Groupe en dollars américains et en dollars australiens entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 s'explique essentiellement par un contexte de remontée des taux, ayant affecté la part non couverte des financements de projet libellés dans ces deux devises.

Au 31 décembre 2022, le taux d'intérêt moyen global pour le Groupe est d'environ 3,8 % contre environ 3,5 % au 31 décembre 2021, en raison notamment d'un contexte de remontée globale des taux d'intérêts, ayant affecté la part des financements de projets non couverte (se référer à la section 2.1 - note 22.1 « risques de taux »).

Les conditions d'emprunts et la structure de financement du Groupe sont détaillées en section 2.1 - note 20 « financement et instruments financiers ».

1.5.4 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)	31.12.2022	31.12.2021	Var	Var (en %)
Total dettes financières^(a)	3 509,3	2 953,4	+ 555,9	+ 19%
Investisseurs minoritaires et autres ^(b)	(40,2)	(31,0)	- 9,1	- 29%
Total dettes financières ajustées	3 469,1	2 922,4	+ 546,8	+ 19%
Trésorerie et équivalents de trésorerie ^(c)	(622,8)	(592,6)	- 30,3	- 5%
Dépôts de garantie ^(d)	(79,0)	(67,2)	- 11,8	- 18%
Instruments financiers dérivés de taux actifs ^(e)	(302,7)	(30,4)	- 272,3	x10
Total dette nette^(f)	2 464,6	2 232,2	+ 232,4	+ 10%

a) Comprend essentiellement les dettes liées au financement des projets, les composantes dettes des OCEANES 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 2.1 - note 20.2 des comptes consolidés de l'exercice 2022.

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 du poste est détaillée au paragraphe 1.4.2.4 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 2021 s'explique par l'appréciation de la juste valeur des instruments financiers dérivés de taux, dans un contexte de remontée des taux d'intérêts forward sur l'exercice 2022 (se reporter à la section 4.1 – note 20.2 des comptes consolidés de l'exercice 2022).

f) Au 31 décembre 2022, les disponibilités prises en compte dans le calcul de la dette nette incluent 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 considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur. Par ailleurs, du fait de la forte hausse des taux d'intérêts forward sur l'exercice, la juste-valeur positive des instruments financiers de taux a fortement augmenté, pour atteindre 302,7 millions d'euros. En excluant ces deux éléments, à caractère temporaire, la dette nette se serait établie à 2 857,6 millions d'euros au 31 décembre 2022. Pour plus détail, se reporter à la section 2.1 – aux notes 17 et 20.2 du présent document.

Analyse des dettes financières par nature

(En millions d'euros)	Non courantes	Courantes	31.12.2022	Non courantes	Courantes	31.12.2021	Var
Financements seniors des projets	2 331,0	386,7	2 717,6	1 795,1	404,5	2 199,6	+ 518,1
Financements obligataires des projets	73,9	3,5	77,4	102,3	15,3	117,5	- 40,2
Dettes locatives	257,5	6,9	264,4	212,1	7,7	219,7	+ 44,7
Financements corporate	407,9	1,8	409,7	337,5	1,3	338,8	+ 70,8
Investisseurs minoritaires et autres	39,9	0,3	40,2	30,8	0,3	31,0	+ 9,1
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	-	-	23,3	23,3	46,7	- 46,7
Total dettes financières	3 110,2	399,1	3 509,3	2 501,0	452,4	2 953,4	+ 555,9

Financements seniors des projets (+ 518,1 millions d'euros)

Au cours de l'exercice 2022, de nouveaux emprunts ont été émis dans le cadre du financement des projets du Groupe (+ 856,3 millions d'euros), essentiellement :

- au sein de la zone Europe-Afrique (+ 535,0 millions d'euros), dont Mutkalampi en Finlande (+ 306,4 millions d'euros), plusieurs centrales éoliennes et solaires en France (respectivement pour + 165,1 millions d'euros et + 49,1 millions d'euros), et plusieurs centrales solaires en Irlande (+ 14,3 millions d'euros) ;
- au sein de la zone Australie (+ 319,6 millions d'euros), dont principalement Kaban (+ 140,0 millions d'euros), Western Downs (+ 84,9 millions d'euros), Victorian Big Battery (+ 45,6 millions d'euros), Goyder (+ 33,1 millions d'euros) et Capital Battery (+ 15,6 millions d'euros).

A cela s'ajoutent :

- les remboursements d'emprunts réalisés sur l'exercice 2022 (- 307,8 millions d'euros) ;
- la variation de périmètre liée au *farm-down* de la centrale éolienne de Saint-Sauvant en France (- 30,7 millions d'euros) ;
- les financements de projets reclassés en passifs destinés à être cédés, correspondant à la centrale solaire de Cabrela au Portugal (- 25,1 millions d'euros) ;
- l'incidence des effets de change (+ 19,3 millions d'euros) ;
- la variation du coût amorti des emprunts (+ 7,0 millions d'euros).

Au 31 décembre 2022, des financements de projets seniors ont été reclassés en financements courants pour un montant de 226,6 millions d'euros, contre 252,4 millions d'euros au 31 décembre 2021 (se référer au paragraphe 1.4.1.10 et à la section 2.1 - aux notes 1.3 et 20.2).

Financements obligataires des projets (- 40,2 millions d'euros)

Les financements obligataires comprennent essentiellement des dettes juniors sur des entités détenant des projets. Le recul constaté au cours de l'exercice 2022 s'explique principalement par le refinancement de la dette mezzanine de Neoen Production 2. Celui-ci a donné lieu au remboursement intégral des trois tranches historiques (euros, dollars australiens, dollars américains) pour - 110,7 millions d'euros, et à l'émission d'une nouvelle dette, exclusivement en euros, pour + 77,7 millions d'euros nets de frais d'émission.

Dettes locatives (+ 44,7 millions d'euros)

La hausse par rapport à l'année précédente est principalement due à l'entrée en vigueur de nouveaux baux ou de réévaluations (+ 52,4 millions d'euros), et à des remboursements (- 5,8 millions d'euros).

Financements corporate (+ 70,8 millions d'euros)

Au 31 décembre 2022, les financements *corporate* correspondent principalement aux OCEANes vertes émises en juin 2020 et en septembre 2022. L'augmentation du poste au cours de l'exercice 2022 correspond principalement à l'émission des OCEANes vertes 2022 (+ 249,8 millions d'euros correspondant à la composante dette nette de frais), compensée par la conversion des OCEANes 2019 (- 190,8 millions d'euros auxquels s'ajoute - 0,4 million remboursé en numéraire), ainsi qu'à l'amortissement des primes d'émission relatives aux OCEANes et OCEANes vertes (+ 10,6 millions d'euros).

Investissements minoritaires et autres (+ 9,1 millions d'euros)

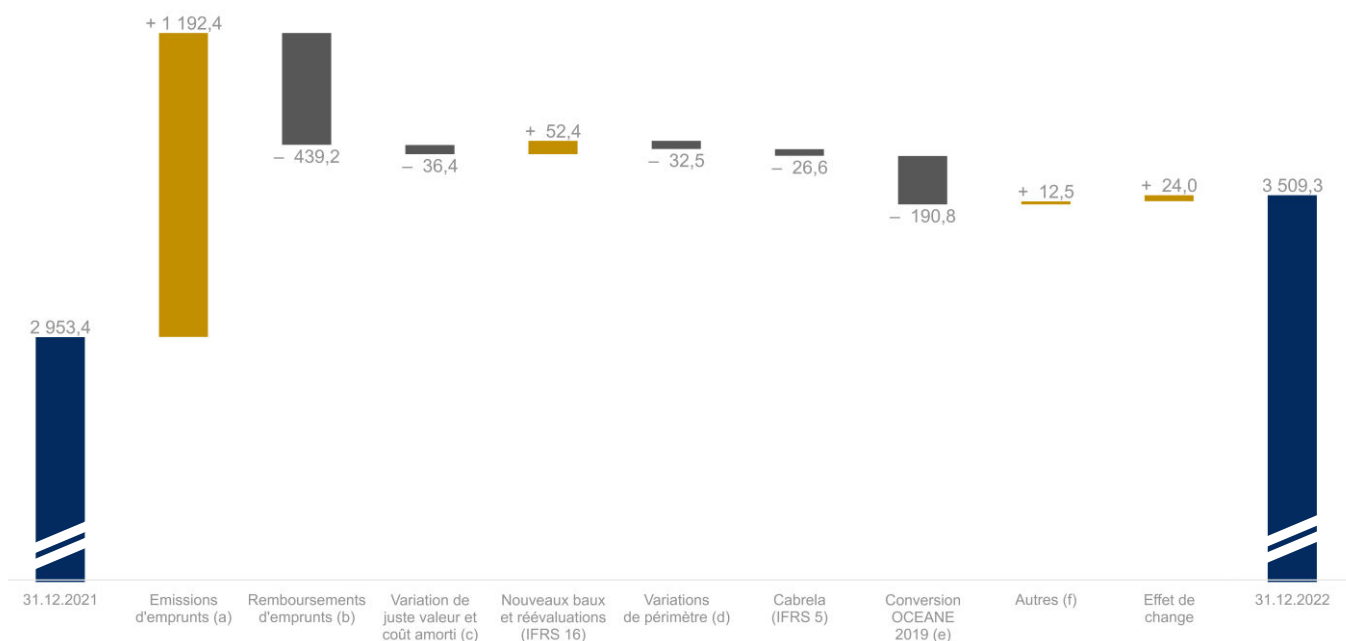
Ce poste est essentiellement constitué des apports en compte courant des actionnaires minoritaires dans le cadre de financement des projets.

Instruments financiers dérivés de taux passifs (– 46,7 millions d’euros)

Au 31 décembre 2022, l’ensemble des instruments financiers dérivés de taux ont une valorisation positive du fait de la hausse importante des taux d’intérêts *forward* sur la période dans l’ensemble des zones géographiques où opère le Groupe, et sont donc présentés à l’actif.

Evolution des dettes financières du Groupe

L’évolution des dettes financières du Groupe au cours de l’année 2022 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 (+ 856,3 millions d'euros), à l'émission des OCEANES vertes 2022 (+ 249,8 millions d'euros, correspondant à la composante dette nette de frais d'émission), et à la dette levée dans le cadre du refinancement de Neoen Production 2 (+ 77,7 millions d'euros nets de frais d'émission). 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 au cours de l'exercice au titre des financements seniors au niveau des actifs (- 307,8 millions d'euros) et dans le cadre du refinancement de Neoen Production 2 (- 110,7 millions d'euros). Se reporter au paragraphe ci-avant « analyse des dettes financières par nature - financements seniors des projets » du présent document.
- c) Dont - 48,2 millions d'euros de diminution de juste valeur des instruments financiers dérivés de taux passifs, du fait de la hausse significative des taux d'intérêts *forward* au cours de l'exercice et + 11,9 millions d'euros de variation du coût amorti des emprunts.
- d) Dont - 32,4 millions d'euros liés à l'opération de farm-down de la centrale éolienne de Saint-Sauvant en France.
- e) Se reporter au paragraphe 1.4.1.6 « conversion d'OCEANES » du présent document.
- f) Ce poste comprend essentiellement l'amortissement des primes d'émission relatives aux OCEANES et OCEANES vertes (+ 10,6 millions d'euros).

1.5.5 RESTRICTIONS EVENTUELLES A L'UTILISATION DE CAPITAUX

Les contrats de financement de la Société sont soumis au respect d'un certain nombre d'engagements.

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 2022, deux actifs du Groupe, l'un en Australie (déjà concerné par un cas de défaut fin 2021), l'autre au Mexique, ne respectaient pas, suite notamment à des problématiques opérationnelles, leur ratio minimum de couverture du service de la dette.

En conséquence, le Groupe a accéléré dans ses comptes les dettes de financement de projet sans recours afférentes, présentées en endettement financier courant, pour des montants respectifs de 128,7 millions de dollars australiens (soit 82,0 millions d'euros) et 124,1 millions de dollars américains (soit 116,3 millions d'euros). Le Groupe a parallèlement engagé des négociations en vue d'une résolution de ces cas de défauts. A ce titre, la Société a ainsi obtenu un *waiver* en date du 1^{er} février 2023 pour le cas de défaut affectant l'actif mexicain. S'agissant de l'actif australien, les négociations sont toujours en cours avec les établissements prêteurs en date de publication du présent document.

Les autres sociétés financées par des dettes projets et mezzanines respectaient en revanche leurs covenants de ratios financiers de *Debt Service Coverage Ratio (DSCR)* minimum, ou de fonds propres minimum.

Financements corporate

Le crédit syndiqué mis en place en mars 2020 et ayant depuis fait l'objet de plusieurs amendements, présente des restrictions spécifiques, soumettant notamment la distribution de dividendes par la Société au fait que celle-ci ne dépasse pas un niveau maximal exprimé en pourcentage du résultat net de Neoen S.A.

Situation en Argentine

Les règles mises en place par la Banque Centrale de la République d'Argentine au cours du second semestre 2019, visant à restreindre l'accès aux devises étrangères aux entreprises et particuliers argentins afin d'endiguer la dévaluation du peso argentin (ARS) par rapport au dollar américain (USD), ont toujours pour conséquence, à la date de publication des comptes 2022 du Groupe, de restreindre substantiellement la possibilité d'achat de dollars sur le marché des changes argentins à des fins de :

- remboursements des comptes courants d'actionnaires libellés en dollars américains en faveur de la centrale solaire Altiplano 200 (s'élevant à 101,2 millions de dollars américains, y compris intérêts courus pour 16,4 millions de dollars américains, au 31 décembre 2022) ;
- paiements de dividendes.

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

1.5.6 SOURCES DE FINANCEMENTS ATTENDUES POUR LES INVESTISSEMENTS FUTURS

Le Groupe envisage de continuer à financer la majorité de ses besoins en trésorerie pour la construction de ses installations futures par le biais de financements de projets sans recours et long-terme au niveau des sociétés de projets ou des holdings qui les détiennent. Ceux-ci pourront être complétés par d'autres financements, en dehors des sociétés de projets, dont des financements *corporate*, dans le respect d'un objectif, communiqué lors du Capital Markets Day du 11 mars 2021, et toujours en vigueur, de ratio de levier financier supérieur à 70 % du capital investi sur une base *all-in* incluant la totalité de la dette du Groupe, qu'elle soit *corporate* ou mise en place pour le financement de ses projets.

Le Groupe continue de viser une capacité en construction et en opération de plus de 10 GW à fin 2025. Le Groupe s'attend désormais à ce que le total des dépenses d'investissement pour les projets inclus dans cet objectif de 10 GW, et qui n'étaient pas encore en opération en mars 2021 s'élève à environ 6,2 milliards d'euros sur la période 2021-2025.

Ce plan d'investissement annoncé par Neoen à l'occasion de son *Capital Markets Day 2021*, conjugué aux engagements déjà pris par le Groupe, implique la mobilisation de ressources supplémentaires d'un montant estimé à environ 335,0 millions d'euros sur les douze prochains mois.

Dans ce cadre, en complément des financements de projets sans recours et long-terme que le Groupe envisage de mettre en place au niveau des sociétés de projets ou des holdings qui les détiennent, du refinancement envisagé à l'échéance de ses financements *corporate*, et de l'émission de financements *corporate* additionnels, des flux de trésorerie nets générés par son activité, après remboursement du principal et des intérêts de ses emprunts, et des produits nets générés par l'activité de *farm-down*, le Groupe sera amené, comme annoncé à l'occasion de la présentation de l'état d'avancement de l'exécution de son plan stratégique 2021-2025, consécutive à la publication de ses résultats annuels 2022, à lever des capitaux propres supplémentaires pour un montant estimé par le Groupe à un maximum de 750 millions d'euros d'ici à fin 2025, horizon de réalisation de cet objectif de 10 GW, et ce en complément des 600 millions d'euros déjà levés dans le cadre de l'augmentation de capital réalisée le 9 avril 2021 (se référer au paragraphe 1.3.2.2 du présent document).

Ce besoin a été évalué en tenant compte notamment des perspectives de croissance de la capacité installée pour les technologies solaires, éoliennes et de stockage d'électricité, des coûts d'investissements par MW attendus au cours de la période 2023-2025, pour chacune de ces trois technologies, et du ratio de levier moyen observé en matière de financement de projet solaire, éolien et de stockage dans les différentes géographies où opère le Groupe.

Au regard de la flexibilité dont dispose le Groupe dans le calendrier de réalisation de ses projets, ses ressources déjà disponibles et mobilisables sont néanmoins suffisantes pour lui permettre de couvrir pour les douze prochains mois ses engagements de dépenses non reportables.

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

Au 31 décembre 2022, le Groupe disposait en outre d'une trésorerie brute de 622,8 millions d'euros⁸ et de 288,0 millions d'euros de lignes bancaires *corporate* non-utilisées.

⁸ Au 31 décembre 2022, les disponibilités incluent 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 considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur (se référer aux notes 17 et 20.2 aux états financiers consolidés).

1.5.7 SITUATION ET FLUX DE TRESORERIE

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var
Flux net de trésorerie lié aux activités opérationnelles	457,0	276,0	+ 181,0
Flux net de trésorerie lié aux activités d'investissement	(1 113,7)	(709,2)	- 404,4
Flux net de trésorerie lié aux activités de financement	681,3	643,5	+ 37,8
Incidence de la variation des taux de change	9,4	7,3	+ 2,1
Effet du reclassement de la trésorerie lié aux actifs détenus en vue de la vente	(3,9)	-	- 3,9
Variation de trésorerie	30,2	217,6	- 187,4

1.5.7.1 FLUX NET GENERE PAR L'ACTIVITE OPERATIONNELLE DU GROUPE

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var
Résultat net de l'ensemble consolidé	45,7	40,2	+ 5,4
Élimination de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie ^(a)	(2,8)	-	- 2,8
Autres éliminations ^(b)	349,7	202,0	+ 147,7
Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement ^(c)	81,6	44,3	+ 37,3
Impôts décaissés (encaissés) ^(d)	(17,2)	(10,6)	- 6,6
Flux net de trésorerie lié aux activités opérationnelles	457,0	276,0	+ 181,0

a) En 2022, l'élimination de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie, sans incidence sur la trésorerie du Groupe, concerne des centrales en Finlande pour (42,9) millions d'euros et en Australie pour 45,7 millions d'euros.

b) Ce flux comprend essentiellement l'élimination des amortissements et provisions (176,9 millions d'euros en 2022 contre 117,5 millions d'euros en 2021), des plus et moins-values de cession ((12,5) millions d'euros en 2022 contre (42,0) millions d'euros en 2021), du coût de l'endettement financier (135,6 millions d'euros en 2022 contre 106,5 millions d'euros en 2021) et de la charge (produit) d'impôt différé et exigible (32,6 millions d'euros en 2022 contre 13,3 millions d'euros en 2021). Le lecteur est invité à se reporter au tableau des flux de trésoreries consolidés – section 2.1 - paragraphe 2.1.5 du présent document.

c) La variation du besoin en fonds de roulement (BFR) s'est élevée à + 81,6 millions d'euros, contre + 44,3 millions d'euros en 2021. Cette progression (+ 37,3 millions d'euros) résulte essentiellement de l'effet :

- de l'augmentation des autres dettes (contribution à la variation de BFR de + 114,6 millions d'euros en 2022 contre + 1,4 million d'euros en 2021). En 2022, elles comprennent 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 considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur.
- de la progression des créances clients (contribution à la variation de BFR de - 37,2 millions d'euros en 2022 contre + 4,4 millions d'euros en 2021), conséquence d'un niveau d'activité plus élevé en fin d'année 2022, principalement en Finlande et en Australie.
- de l'augmentation des autres créances (contribution à la variation de BFR de - 2,2 millions d'euros en 2022 contre + 25,3 millions d'euros en 2021). L'impact positif sur le BFR observé en 2021 résultait principalement de l'encaissement de créances de TVA principalement en Finlande et en Argentine.

En 2021, l'incidence de la variation du besoin en fonds de roulement résultait des encaissements constatés au titre d'indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de certaines centrales, et de l'encaissement de créances de TVA historiques sur des centrales en construction.

d) La variation des impôts décaissés de - 6,6 millions d'euros entre 2021 et 2022 s'explique notamment par une hausse de l'impôt décaissé sur le périmètre de l'intégration fiscale Neoen S.A. associée principalement au versement, en 2022, d'acomptes basés sur le résultat imposable 2021 (se reporter au tableau des flux de trésoreries consolidés – section 2.1 au paragraphe 2.1.5 du présent document et à la note 11 « impôts »).

La progression du flux net de trésorerie généré par les activités opérationnelles (+ 181,0 millions d'euros), entre 2021 et 2022, provient principalement de la hausse de l'EBITDA ajusté (+ 113,6 millions d'euros), détaillée dans le paragraphe 1.4.2.2 du présent document, et d'une plus forte contribution de la variation du besoin en fonds de roulement détaillée ci-dessus.

1.5.7.2 FLUX NET PROVENANT DES INVESTISSEMENTS DU GROUPE

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise ^(a)	(15,6)	(32,2)	+ 16,5
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée ^(b)	26,2	72,1	- 45,9
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles ^(c)	(1 111,2)	(754,5)	- 356,7
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	1,1	0,2	+ 0,9
Variation des actifs financiers ^(d)	(15,4)	3,2	- 18,6
Dividendes reçus	1,2	1,9	- 0,7
Flux net de trésorerie lié aux activités d'investissement	(1 113,7)	(709,2)	- 404,4

- a) En 2022, les acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise concernent principalement des projets en développement au Canada, en Finlande et en Equateur (se référer au paragraphe 1.4.1.1 « poursuite de la croissance du portefeuille » du présent document). En 2021, ce flux correspondait essentiellement à l'acquisition de projets en développement en Irlande, en Finlande, en Suède et en France (se reporter au tableau des flux de trésoreries consolidés – section 2.1 - paragraphe 2.1.5 du présent document).
- b) En 2022, les cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée correspondent 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 (se reporter au paragraphe 1.4.1.8 et à la section 2.1 – note 1.3 « événements de l'exercice »). En 2021, elles correspondaient principalement aux opérations de farm-down ayant concerné les centrales solaires de Grabels (Hérault) et Lagarde (Vaucluse), les centrales solaires de Lugos (Gironde) et Miremont (Haute-Garonne), et les projets éoliens Le Berger (Meuse) et Les Beaux Monts (Yonne).
- c) Ces flux sont détaillés ci-dessous et dans le paragraphe 1.5.8.2 « principaux investissements réalisés » du présent document.
- d) La variation observée au cours de l'exercice s'explique essentiellement par l'impact net du déblocage et de la constitution de dépôts de garantie liés à la construction et au financement d'actifs de production. En 2022, les acquisitions se sont élevées à (17,2) millions d'euros et les cessions à 1,9 million d'euros. En 2021, les acquisitions s'élevaient à (23,8) millions d'euros et les cessions à 27,0 millions d'euros.

En 2022, la progression des dépenses liées aux activités d'investissement (**- 404,4 millions d'euros**) par rapport à 2021, s'explique principalement par une augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles (**- 356,7 millions d'euros**), qui avaient connu, en 2021, un ralentissement temporaire, conséquence directe du calendrier de réalisation des projets du Groupe.

A cela s'ajoute l'incidence nette des opérations de farm-down réalisées en 2021 et en 2022 (**- 45,9 millions d'euros**).

En 2022, 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 1 111,2 millions d'euros, et concernent 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).

En 2021, les 754,5 millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes des variations de dettes de fournisseurs d'immobilisations concernaient principalement les projets Bulgana (52,3 millions d'euros), Kaban (62,5 millions d'euros), Victorian Big Battery (85,5 millions d'euros) et Western Downs (150,6 millions d'euros) en Australie, Mutkalampi (123,7 millions d'euros) en Finlande, Metoro (17,3 millions d'euros) au Mozambique, Altiplano 200 (10,8 millions d'euros) en Argentine, Itzoteno (12,1 millions d'euros) au Mexique, ainsi que des projets solaires (73,8 millions d'euros) et éoliens (91,0 millions d'euros) en France, et des coûts de développement (38,5 millions d'euros).

Les investissements réalisés au cours de l'exercice sont détaillés au paragraphe 1.5.8.2 du présent document.

1.5.7.3 FLUX NET PROVENANT DU FINANCEMENT DU GROUPE

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var
Augmentation de capital de la société mère ^(a)	48,1	592,1	- 544,0
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations (réductions) de capital	(1,5)	(2,4)	+ 0,9
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ^(b)	(6,0)	-	- 6,0
Cession (acquisition) nette d'actions propres	(2,1)	(12,1)	+ 10,0
Émissions d'emprunts ^(c)	1 192,4	419,3	+ 773,1
Dividendes payés ^(d)	(2,1)	(0,2)	- 1,9
Remboursements d'emprunts ^(c)	(439,2)	(272,0)	- 167,3
Intérêts financiers versés	(108,3)	(81,3)	- 27,0
Flux net de trésorerie lié aux activités de financement	681,3	643,5	+ 37,8

- a) En 2022, ce flux correspond principalement à la composante capitaux propres des OCEANes vertes émises en septembre 2022 (+ 47,4 millions d'euros - se reporter au paragraphe 1.4.1.7 du présent document et à la section 2.1 - note 1.3 des états financiers consolidés). En 2021, ce flux correspondait principalement à l'augmentation de capital réalisée le 9 avril 2021 par le Groupe pour 591,2 millions après prise en compte des frais d'émission.
- b) En 2022, les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle correspondent au paiement du solde du put de 19,9% associé à la centrale de Mutkalampi (option de vente exercée en 2021).
- c) Les émissions d'emprunts et les remboursements réalisés en 2022 sont détaillés au paragraphe 1.5.4 du présent document. En 2021, les émissions d'emprunts correspondaient essentiellement aux financements des nouveaux projets du Groupe sous forme de dettes seniors à hauteur de + 413,0 millions d'euros.
- d) En 2022, ce flux correspond principalement au dividende versé en numéraire par Neoen S.A. au titre de l'exercice 2021 (se reporter à la section 2.1 - note 1.3 « événement de l'exercice »).

La progression du flux net de trésorerie lié aux activités de financement, entre 2021 et 2022, est essentiellement imputable à la hausse des émissions d'emprunts nettes des remboursements, associée directement au calendrier de réalisation des projets du Groupe sous financement de projet, ainsi qu'à l'émission d'OCEANes vertes 2022, effet compensé en partie par l'incidence de l'augmentation de capital réalisée en 2021.

Les investissements de l'exercice 2022 ont été financés, pour une part importante, par l'émission de nouveaux emprunts au niveau des sociétés de projet, ainsi que par l'émission des OCEANes vertes 2022 par Neoen S.A., et dans une moindre mesure, sur fonds propres, issus notamment de l'augmentation de capital réalisée en 2021.

1.5.8 INVESTISSEMENTS

1.5.8.1 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 - DSRA) et des acquisitions de filiales et d'actifs en développement.

La politique d'investissement du Groupe repose sur le Conseil d'administration qui valide annuellement le budget alloué aux dépenses en capital et approuve (i) tout investissement par la Société ou l'une de ses filiales, immédiatement ou à terme, en fonds propres ou dépense relatif à un projet non prévu au budget (y compris tout partenariat ou contrat de *joint-venture*) d'un montant unitaire supérieur à 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.

1.5.8.2 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS REALISES

Le tableau ci-dessous détaille les investissements consolidés réalisés au cours des exercices clos les 31 décembre 2022 et 31 décembre 2021 :

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles^(a)	1 111,2	754,5	+ 356,7	+ 47%
Dont acquisitions d'immobilisations incorporelles	44,5	38,5	+ 6,0	+ 15%
Dont acquisitions d'immobilisations corporelles	1 066,7	715,9	+ 350,7	+ 49%
Investissements financiers^(b)	32,8	56,0	- 23,2	- 41%
Dont acquisitions d'actifs financiers ^(c)	17,2	23,8	- 6,6	- 28%
Dont acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise ^(d)	15,6	32,2	- 16,5	- 51%

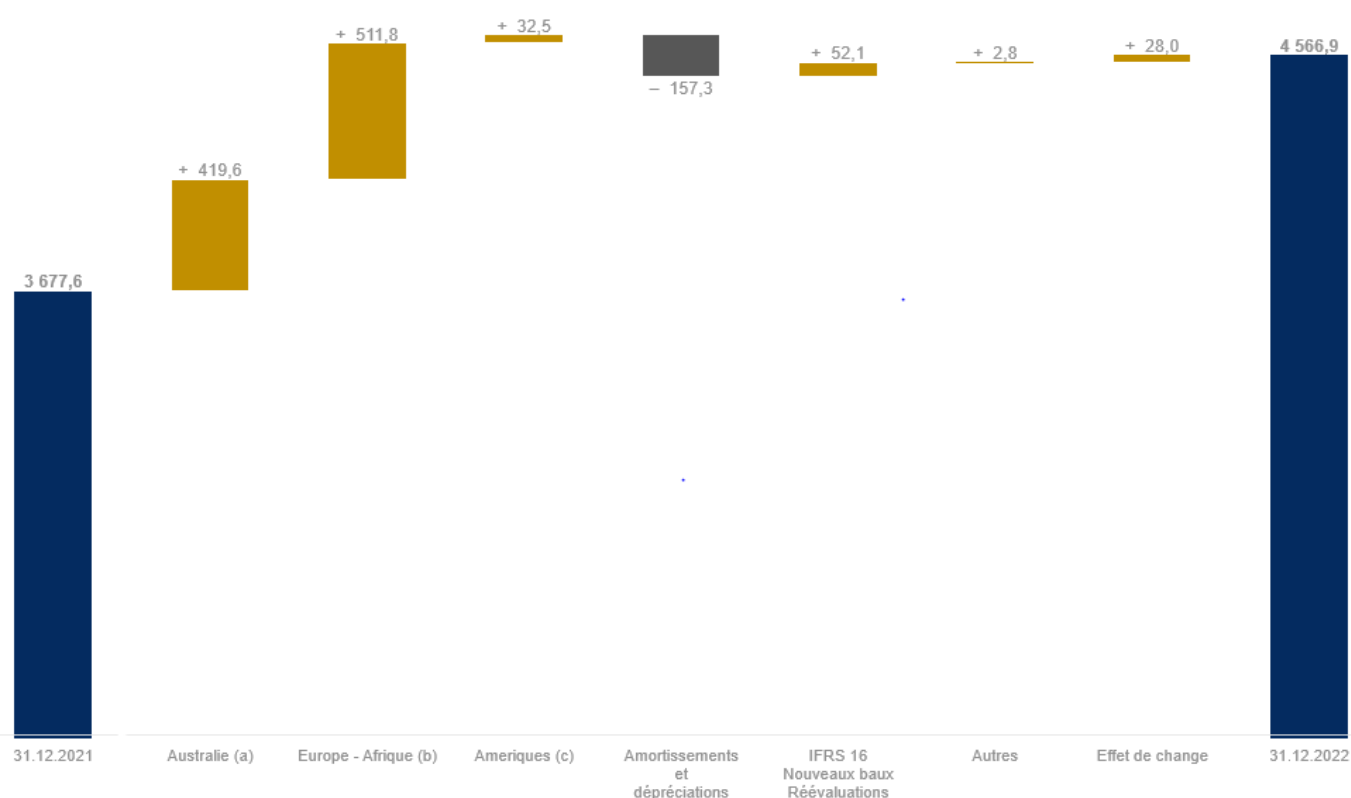
a) Les montants bruts d'acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles sont présentés ci-dessus en incluant la variation des dettes fournisseurs d'immobilisation, ce qui permet de rapprocher la valeur des actifs immobilisés des dépenses en trésorerie engagées. Les montants bruts de ces variations, hors dettes fournisseurs d'immobilisation, au titre du 31 décembre 2022 et du 31 décembre 2021 se sont élevés, respectivement, à 1 008,6 millions d'euros et 881,5 millions d'euros, pour plus de détails le lecteur est invité à se reporter au paragraphe 1.5.7.2.

b) Les investissements financiers sont analysés dans le paragraphe 1.5.7.2 du présent document.

c) La variation des actifs financiers est principalement due aux dépôts de garantie liés à la construction et au financement d'actifs de production. En 2022, les acquisitions se sont élevées à (17,2) millions d'euros et les cessions à 1,9 million d'euros. En 2021, les acquisitions s'élevaient à (23,8) millions d'euros et les cessions à 27,0 millions d'euros.

d) Les acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquises sont détaillées dans le paragraphe 1.5.7.2 du présent document.

L'évolution des immobilisations corporelles du Groupe entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 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 : les centrales de Kaban (143,1 millions d'euros), de Western Downs (127,6 millions d'euros), de Goyder (110,2 millions d'euros), et de Capital Battery (35,5 millions d'euros).
- b) Les acquisitions au cours de l'exercice correspondent aux centrales en construction ou en pré-construction dont principalement : les centrales éoliennes Mutkalampi (285,8 millions d'euros) et Björkliden (19,7 millions d'euros) en Finlande, des centrales éoliennes et solaires en France (respectivement 31,1 millions d'euros et 59,7 millions d'euros), deux centrales solaires au Portugal (38,6 millions d'euros), trois centrales solaires en Irlande (21,8 millions d'euros) et la centrale de Storen en Suède (34,8 millions d'euros).
- c) Les acquisitions au cours de l'exercice correspondent aux centrales en construction ou en pré-construction dont principalement : la centrale solaire d'Itzoteno (15,8 millions d'euros) au Mexique, et les centrales de stockage de Providencia et Capella au Salvador (6,4 millions d'euros).

1.5.8.3 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS EN COURS DE REALISATION

Les principaux investissements du Groupe en cours de réalisation correspondent aux actifs en cours de construction au 31 décembre 2022. Les immobilisations corporelles en cours s'élèvent à 1 066,2 millions d'euros au titre de l'exercice 2022 contre 708,6 millions d'euros au titre de l'exercice 2021 (se reporter à la section 2.1 - note 12 « goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles » et à la section 4.3 - note 14 « immobilisations corporelles et incorporelles » du présent document).

1.5.8.4 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS ENVISAGES

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

Neoen est par ailleurs amené, depuis 2021, à procéder de manière régulière mais sélective à la cession totale ou majoritaire de projets de son portefeuille sécurisé (*farm-down*), dans la limite de 20 % de la croissance annuelle brute de son portefeuille sécurisé. 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 concernés, d'en assurer la gestion administrative et opérationnelle, et de conserver des droits fonciers afférents, de manière à pouvoir prendre part à la phase de *repowering* ultérieure de ces projets.

Dans ce cadre, les investissements qu'il envisage de réaliser dans le futur consisteront principalement à alimenter son portefeuille par de nouveaux projets, et 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*⁹ (pour un volume total de 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*⁹ et *tender ready*⁹ dont le volume s'élève à 11 938 MW au 31 décembre 2022.

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

Les provisions pour démantèlement sont évoquées à la section 2.1 - note 19 « provisions » du présent document.

1.6 PROCEDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGE

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

À la date du présent 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.

HPR/AER

Hornsedale Power Reserve Pty Ltd (« HPR ») a obtenu en juin 2022 la résolution amiable de la réclamation formulée contre elle par le Régulateur australien de l'énergie (AER) devant la Cour fédérale d'Australie. Dans ce cadre, HPR a notamment reconnu avoir commis certaines infractions aux Règles Nationales en matière d'Electricité entre le 23 juillet 2019 et le 14 novembre 2019 et a payé une pénalité financière de 900 000 AUD ainsi qu'une contribution aux frais de justice de l'AER. HPR avait constitué une provision à cette fin dans ses états financiers pour l'exercice clos au 31 décembre 2021, à hauteur des montants susmentionnés, dont elle a obtenu en partie le recouvrement auprès du contractant auquel elle a confié l'exploitation et l'entretien de l'actif de stockage d'électricité.

HWF1/SIEMENS

HWF1 Pty Ltd (« HWF1 ») a obtenu la résolution amiable de la requête en arbitrage formulée contre Siemens Ltd en mars 2022 à la suite du jugement rendu dans la procédure engagée par le Régulateur australien de l'énergie (AER) devant la Cour fédérale d'Australie à l'encontre de HWF1 dans le cadre du *Black System Event* du 28 septembre 2016 en Australie Méridionale.

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, ont déposé, fin décembre 2021, une demande d'arbitrage qui a été notifiée au Groupe début 2022. Celle-ci porte à la fois sur i) la contestation du droit du Groupe à l'application dès 2020, conformément aux stipulations contractuelles, des indemnités de retard visant à compenser les pertes de revenus associées à un retard de démarrage de production de la centrale solaire par rapport au calendrier contractuel (*Liquidated Damages*), ainsi que sur ii) des surcoûts de construction qu'ils auraient encourus, dont ils considèrent que le Groupe serait redevable, ce que le Groupe conteste. Le tribunal arbitral composé de trois membres a été constitué en août 2022.

Au regard des termes du contrat de construction clef en main conclu avec ces contractants EPC, du calendrier et des conditions de réalisation du chantier, des impacts financiers consécutifs aux retards encourus par rapport au calendrier contractuel, et de son appréciation de son exposition potentielle dans le cadre de cet arbitrage, réalisée avec le concours de ses conseils juridiques externes, aucune provision pour risque ni dépréciation de créance significative n'a été constituée par le Groupe dans ses comptes annuels, tant en 2021 qu'en 2022.

⁹ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter au chapitre 3 « Glossaire » du présent document.

1.7 AUTRES INFORMATIONS

1.7.1 EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

Se référer à la section 2.1 - note 26 « événements postérieurs à la clôture » du présent document.

1.7.2 AUTRES INFORMATIONS RELATIVES A LA SOCIETE MERE NEOEN S.A.

1.7.2.1 ACTIVITES

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.

1.7.2.2 COMMENTAIRES SUR L'ACTIVITE DE NEOEN S.A.

Chiffres clés

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021	Var	Var (en %)
Chiffre d'affaires	85,8	79,2	+ 6,6	+ 8%
Résultat d'exploitation	0,8	3,8	- 3,0	- 79%
Marge d'exploitation	+ 1%	+ 5%		
Résultat financier	46,8	38,1	+ 8,7	+ 23%
Résultat courant avant impôts	47,6	41,9	+ 5,7	+ 14%
Résultat exceptionnel	1,5	1,0	+ 0,5	+ 56%
Intéressement / participation des salariés aux résultats de l'entreprise	(1,2)	(1,0)	- 0,1	- 14%
Impôts sur les bénéfices	(0,2)	(6,1)	+ 5,9	+ 96%
Résultat net	47,7	35,8	+ 12,0	+ 33%
Capitaux propres	1 615,7	1 369,8	+ 245,9	+ 18%
Dettes financières	493,6	391,2	+ 102,4	+ 26%
Trésorerie disponible	246,4	279,6	- 33,3	- 12%

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'est établi à 85,8 millions d'euros en 2022 (+ 6,6 millions d'euros par rapport à 2021, soit + 8 %). Il est principalement constitué de prestations de développement (+ 6,0 millions d'euros), qui ont cru sous l'effet 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 ou de son *closing* financier.

Résultat d'exploitation

Il s'est établi à 0,8 million d'euros en 2022 contre 3,8 millions d'euros en 2021. Cette baisse (- 3,0 millions d'euros) s'explique principalement par l'augmentation des frais de développement sur des projets internationaux, visant à accélérer la croissance du portefeuille de projets (- 9,1 millions d'euros), qui a été partiellement compensée par la progression du chiffre d'affaires (+ 6,6 millions d'euros).

Les charges de personnel ont reculé de - 12 % et se sont établies à (24,4) millions d'euros contre (27,8) millions d'euros en 2021, en raison du moindre impact, en 2022 des plans d'actions gratuites au bénéfice de certains salariés (+ 6,1 millions d'euros incluant les cotisations sociales). Cette économie a été en partie compensée par la hausse de la masse salariale et des cotisations sociales afférentes de - 2,7 millions d'euros, liée à la progression des effectifs de + 18 % sur la période.

La progression des autres charges externes (- 4,7 millions d'euros) résulte essentiellement de la hausse des honoraires sur l'exercice (- 2,4 millions d'euros).

Résultat financier

En 2022, le résultat financier s'est élevé à 46,8 millions d'euros (**+ 8,7 millions d'euros**) par rapport à 2021. Cette progression s'explique essentiellement par une hausse des produits d'intérêts sur comptes courants d'associés (+ 11,2 millions d'euros) liée à la croissance des investissements réalisés dans de nouveaux actifs, effet partiellement compensé par des charges d'intérêts financières (consécutives à l'émission de nouvelles OCEANes en septembre 2022) et des pertes de change plus importantes qu'en 2021 (respectivement – 4,3 millions d'euros et – 1,5 million d'euros).

Cet agrégat est détaillé en section 2.2 - note 10.1 « résultat financier » du présent document.

Résultat exceptionnel

Il s'est élevé à 1,5 million d'euros en 2022, en légère hausse par rapport à 2021 (**+ 0,5 million d'euros**). Il est 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 2.2 - note 11 « résultat exceptionnel » du présent document.

Charge d'impôt

En 2022, la charge d'impôt comptabilisée par la Société s'est élevée à (0,2) million d'euros contre (6,1) millions d'euros en 2021. 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 2021, 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 2.2 - note 12 « impôts » du présent document.

Résultat net

Le résultat net s'est ainsi élevé à 47,7 millions en 2022 (**+ 12,0 millions d'euros** par rapport à 2021).

Situation financière

Les capitaux propres de la Société s'élevaient à 1 615,7 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 1 369,8 millions d'euros au 31 décembre 2021. L'augmentation de **+ 245,9 millions d'euros** s'explique essentiellement par la conversion en actions d'OCEANes réalisée le 26 octobre 2022 (se reporter à la section 2.2 - 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 + 102,4 millions d'euros (493,6 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 391,2 millions d'euros au 31 décembre 2021) s'explique essentiellement par l'émission de nouvelles OCEANes vertes à échéance 2027, réalisée le 14 septembre 2022 (se reporter au paragraphe 1.4.1.7 du présent document) et la conversion/remboursement, en octobre 2022, des OCEANes à échéance 2024 (se reporter à la section 2.2 - note 2 « activité de la société et faits marquants de l'exercice »).

La trésorerie disponible s'élevait à 246,4 millions d'euros contre 279,6 millions d'euros un an plus tôt (**– 33,3 millions d'euros**), après prise en compte du produit de l'émission de nouvelles obligations convertibles à échéance 2027 pour un montant nominal de 300 millions d'euros, et ce principalement sous l'effet du rythme soutenu des investissements en fonds propres réalisés dans le cadre du développement et de la construction de nouvelles centrales.

1.7.2.3 TABLEAU DES RESULTATS DES 5 DERNIERS EXERCICES

Montants	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
I. Situation financière en fin d'exercice (en millions d'euros)					
a) Capital social ^(a)	229,3	214,1	171,1	170,2	169,9
b) Nombre d'actions composant le capital social ^(a)	114 669 498	107 056 685	85 550 712	85 088 748	84 957 498
Nombre d'actions émises à 1 euro de valeur nominale	-	-	-	-	830 000
Nombre d'actions émises à 2 euros de valeur nominale	7 612 813	21 505 973	461 964	131 250	30 560 428
c) Nombre d'obligations convertibles en actions ^(b)	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	85,8	79,2	61,5	57,5	50,7
b) Bénéfices avant impôt, amortissements et provisions	50,6	43,9	29,1	24,1	14,5
c) Impôts sur les bénéfices	(0,2)	(6,1)	(0,8)	(2,2)	(3,1)
d) Bénéfices après impôts, amortissements et provisions	47,7	35,8	26,6	21,1	9,4
e) Montant des bénéfices distribués ^(c)	10,7	-	-	-	-
III. Résultat des opérations réduit à une seule action (en euros)					
a) Bénéfice après impôt, mais avant amortissements et provisions	0,4	0,4	0,3	0,2	0,1
b) Bénéfice après impôt, amortissements et provisions	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1
c) Dividende versé à chaque action	0,1	-	-	-	-
IV. Personnel (en millions d'euros)					
a) Nombre de salariés	169,1	143,3	126,6	107,0	90,0
b) Montant de la masse salariale	13,3	11,3	10,3	9,5	7,9
c) Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux ^(d) (sécurité sociale, œuvres, etc.)	11,1	16,5	20,0	7,5	4,2

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

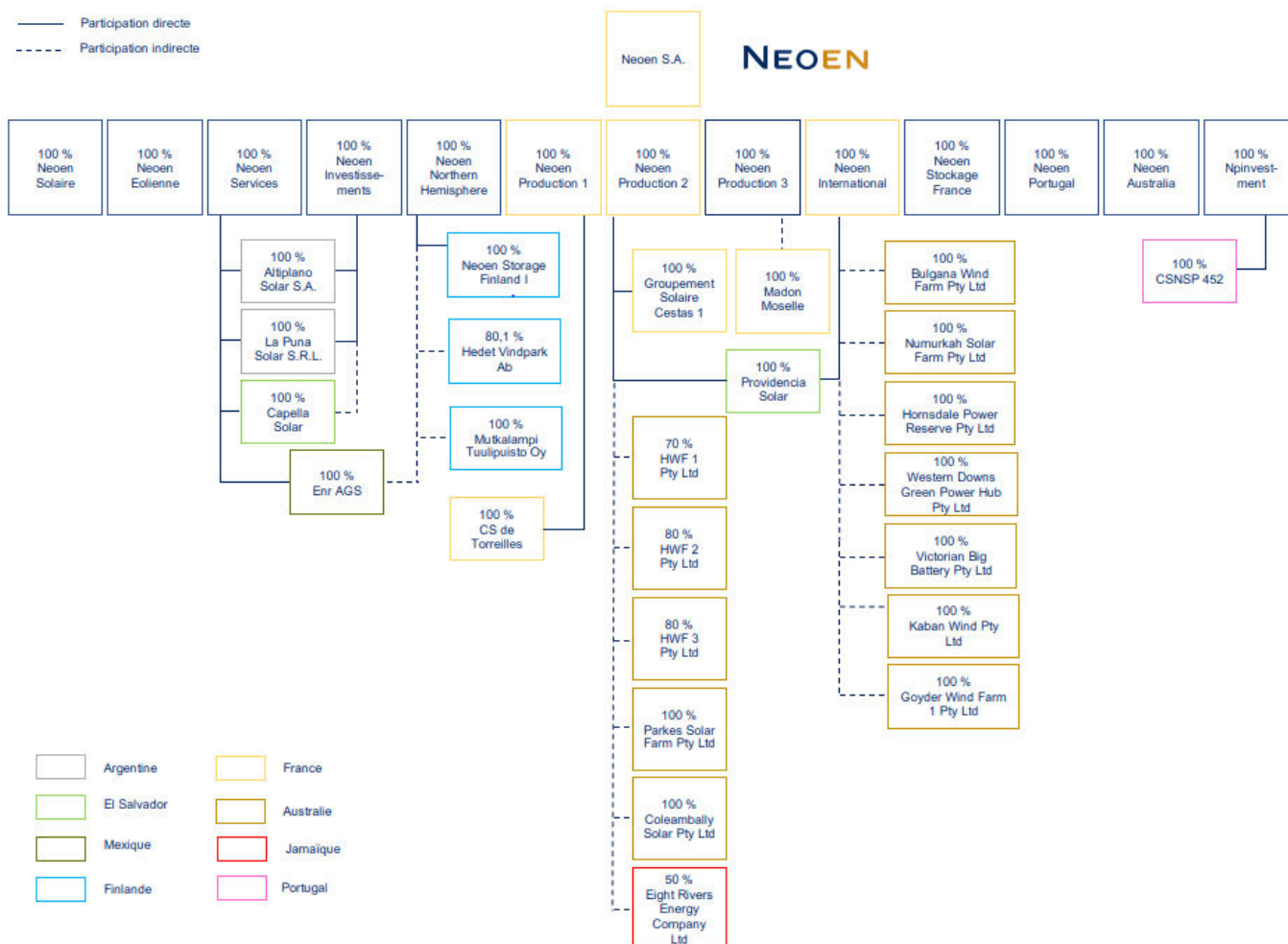
b) Conformément aux termes et conditions des OCEANES émises par Neoen S.A. le 7 octobre 2019 (les « OCEANES 2019 ») et le 2 juin 2020 (les « OCEANES vertes 2020 ») par décision du 7 avril 2021, le Président-directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des droits 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 (se référer aux paragraphes 1.4.1.6 et 1.4.1.7 du présent document).

c) Le résultat de l'année 2021 de 35,8 millions d'euros a été partiellement distribués en dividendes pour 10,7 millions d'euros.

d) La diminution de ce poste est principalement liée à un moindre volume d'actions de la société acquises en 2022 dans le but de servir le plan d'attribution d'actions gratuites à échéance 2023.

1.7.2.4 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.

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

Ainsi, Neoen S.A. détient, de manière générale, directement ou indirectement, 100 % des sociétés porteuses des projets, sauf exceptions présentées ci-après.

Filiales importantes

Se reporter à la section 2.1 - note 3.3 « évolution du périmètre » du présent document.

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*.

Canada

En mai 2022, le Groupe a acquis l'intégralité des intérêts dans le *limited partnership* Subra LP (en ce inclus 100 % des titres du *general partner* Subra GP).

Equateur

Le Groupe a fait l'acquisition en juin 2022 de 100 % des titres de la société Cumandacobuendo SAS qui a été par la suite fusionnée avec la société Ambi Solar SA.

Finlande

En juillet 2022, le Groupe a fait l'acquisition de 80,1 % des titres de la société PK Lumivaara Oy.

Farm-down

Depuis 2021, Neoen procède de manière régulière mais sélective à la cession totale ou majoritaire de projets de son portefeuille sécurisé (*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 29 septembre 2022, 95 % des titres qu'elle détenait dans la société Centrale Eolienne Saint-Sauvant SAS.

Cessions

Au cours de l'exercice 2022, 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 cédé le 3 janvier 2022 l'intégralité des 75 % qu'il détenait dans la société jamaïcaine Blue Mahoe Energy Company à son co-actionnaire Rekamniar Capital Limited ;
- le Groupe a également cédé le 6 juillet 2022 30 % des titres de la société Delta Stockage SAS à Arec Efficacité Energétique.

Liquidations

Enfin, dans un souci de simplification de l'organisation juridique et opérationnelle, le Groupe a été amené à dissoudre puis radier la société argentine Atria Solar SA et la société salvadorienne Nahualpa Solar SA à la fin de l'année 2022.

Participations et Joint-Ventures

Pour une présentation des participations détenues par le Groupe, se référer à la section 2.1 - note 3.3 « évolution du périmètre » du présent document.

Pour une présentation des *joint-ventures* constituées par le Groupe, se référer à la section 2.1 - note 3.3 « évolution du périmètre » du présent document.

1.7.2.5 DELAIS 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	55	10	5	3	17	35
Montant total des factures concernées TTC	11 537 261	963 304	87 862	183 815	421 526	1 656 507
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	17%	1%	0%	0%	1%	2%
(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	6	1	0	1	6	8
Montant total des factures concernées TTC	2 968 384	98 149	-	16 198	12 147 756	12 262 103
Pourcentage du montant total des ventes TTC de l'exercice	3%	0%	0%	0%	12%	12%
(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 12,1 millions d'euros et correspondent à la facturation par Neoen S.A. du solde de la convention Groupe de développement de la centrale éolienne de Mont de Malan, désormais en exploitation, et dont le règlement est attendu au cours du premier trimestre 2022.

1.7.2.6 SANCTIONS PECUNIAIRES

Néant.

1.7.2.7 DEPENSES SOMPTUAIRES

Les loyers des véhicules de tourisme considérés comme des charges non déductibles s'élèvent à 115 578,76 euros pour l'exercice 2022.

1.7.2.8 REINTEGRATION DE FRAIS GENERAUX SUITE A REDRESSEMENT FISCAL

Néant.

2

ETATS FINANCIERS

2 ETATS FINANCIERS

51

2.1	Comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2022	53
2.1.1	Compte de résultat consolidé	53
2.1.2	Etat du résultat global consolidé	54
2.1.3	Etat de la situation financière consolidée	55
2.1.4	Tableau de variation des capitaux propres consolidés	56
2.1.5	Tableau des flux de trésorerie consolidés	57
2.1.6	Notes annexes aux états financiers consolidés	59
2.2	Comptes annuels de Neoen S.A. au 31 décembre 2022	106
2.2.1	Compte de résultat	106
2.2.2	Bilan actif	107
2.2.3	Bilan passif	108
2.2.4	Notes annexes aux comptes annuels	109

2.1 COMPTES CONSOLIDES DU GROUPE AU 31 DECEMBRE 2022

2.1.1 COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE

	Notes	Exercice 2022	Exercice 2021
<i>(En millions d'euros, excepté les données relatives au résultat par action)</i>			
Ventes d'énergies sous contrat		309,2	249,3
Ventes d'énergies sur le marché		171,5	74,7
Autres produits		22,5	9,6
Chiffre d'affaires	5	503,2	333,6
Achats de marchandises et variation de stocks	6.1	(2,2)	2,5
Charges externes et de personnel	6.3 et 7.1	(135,3)	(86,0)
Impôts, taxes et versements assimilés	8	(10,0)	(7,5)
Autres produits et charges opérationnels courants	9	56,8	54,4
Quote-part du résultat net des entreprises associées et coentreprises	14	0,5	0,3
Amortissements opérationnels courants	12.2 et 12.3	(151,0)	(107,6)
Résultat opérationnel courant		262,1	189,6
Autres produits et charges opérationnels non courants	10	(3,8)	(8,0)
Dépreciations d'actifs non courants	10	(27,3)	(10,4)
Résultat opérationnel		231,0	171,2
Coût de l'endettement financier		(135,6)	(106,5)
Autres produits et charges financiers		(17,1)	(11,2)
Résultat financier	20.1	(152,7)	(117,7)
Résultat avant impôts		78,3	53,5
Impôts sur les résultats	11	(32,6)	(13,3)
Résultat net des activités poursuivies		45,7	40,2
Résultat net de l'ensemble consolidé		45,7	40,2
<i>Résultat net - part du groupe</i>		45,2	41,0
<i>Résultat net - participations ne donnant pas le contrôle</i>		0,5	(0,8)
<i>Résultat de base par action (en euros)</i>		0,41	0,39
<i>Résultat par action - après dilution (en euros)</i>		0,37	0,35

2.1.2 ETAT DU RESULTAT GLOBAL CONSOLIDE

<i>En millions d'euros</i>	Notes	Exercice 2022	Exercice 2021
Résultat net de l'ensemble consolidé		45,7	40,2
Différences de conversion ⁽¹⁾		11,1	37,0
Couverture de flux de trésorerie (instruments financiers dérivés de taux)	20.3	348,7	100,6
Impôts différés liés aux couvertures de flux de trésorerie		(96,7)	(26,9)
Autres		-	0,5
Eléments recyclables par résultat		263,1	111,2
Résultat global de l'ensemble consolidé		308,8	151,4
<i>Dont résultat global - part du groupe</i>		297,3	145,9
<i>Dont résultat global des participations ne donnant pas le contrôle</i>		11,4	5,5

- 1) En 2022, les différences de conversion s'expliquent 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. En 2021, les différences de conversion s'expliquaient essentiellement par l'évolution favorable du taux de change du dollar américain et du dollar australien vis-à-vis de l'euro, à hauteur respectivement de 27,7 millions d'euros et de 8,8 millions d'euros.

2.1.3 ETAT DE LA SITUATION FINANCIERE CONSOLIDEE

	Notes	31.12.2022	31.12.2021
<i>En millions d'euros</i>			
Goodwill	12.1	0,7	0,7
Immobilisations incorporelles	12.2	290,5	269,3
Immobilisations corporelles	12.3	4 566,9	3 677,6
Participations dans les entreprises associées et coentreprises	14	24,4	16,6
Instruments financiers dérivés non courants	20.3	312,9	30,4
Autres actifs financiers non courants	15	99,9	83,0
Autres actifs non courants ⁽¹⁾		10,7	11,1
Impôts différés actifs	11.2	56,8	58,3
Total des actifs non courants		5 362,9	4 147,0
Stocks	6.2	10,6	8,7
Clients et comptes rattachés	5.2	106,6	81,6
Autres actifs courants	16	108,0	115,3
Instruments financiers dérivés courants	20.3	35,9	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	622,8	592,6
Total des actifs courants		883,9	798,2
Actifs destinés à être cédés	3.4	26,8	-
Total de l'actif		6 273,5	4 945,1

	Notes	31.12.2022	31.12.2021
<i>En millions d'euros</i>			
Capital		229,3	214,1
Primes		1 247,4	1 053,4
Réserves		375,1	59,2
Actions propres		(3,2)	(3,1)
Résultat de l'exercice part du groupe		45,2	41,0
Capitaux propres part du groupe	18	1 893,7	1 364,7
Participations ne donnant pas le contrôle	18	20,5	9,2
Capitaux propres	18	1 914,3	1 373,9
Provisions non courantes	19	115,3	75,8
Financements des projets non courants	20.2	2 702,3	2 140,1
Financements corporate non courants	20.2	407,9	337,5
Instruments financiers dérivés non courants	20.3	32,2	23,3
Autres passifs non courants ⁽²⁾		17,9	31,6
Impôts différés passifs	11.2	194,0	85,7
Total des passifs non courants		3 469,8	2 694,1
Provisions courantes	19	1,0	0,3
Financements des projets courants	20.2	397,3	427,7
Financements corporate courants	20.2	1,8	1,3
Instruments financiers dérivés courants	20.3	12,6	23,3
Fournisseurs et comptes rattachés	6.4	242,4	340,4
Autres passifs courants	21	206,2	84,1
Total des passifs courants		861,2	877,1
Passifs destinés à être cédés	3.4	28,2	-
Total du passif		6 273,5	4 945,1

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 non courants et 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.

2.1.4 TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDES

En millions d'euros

	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 2020	85 550 712	171,1	502,3	(36,5)	(0,1)	636,8	4,8	641,6
Résultat net de la période		-	-	41,0	-	41,0	(0,8)	40,2
Autres éléments du résultat global		-	-	104,9	-	104,9	6,2	111,2
Résultat global de la période	-	-	-	145,9	-	145,9	5,5	151,4
Augmentation(s) et réduction(s) de capital	21 505 973	43,0	551,2	0,0	-	594,1	(2,4)	591,7
Distribution(s) de dividendes		-	-	0,0	-	0,0	(0,2)	(0,2)
Paiements en actions		-	-	8,5	-	8,5	-	8,5
Transactions avec les détenteurs d'intérêts ne donnant pas le contrôle		(0,0)	-	0,7	-	0,7	1,6	2,2
Variation des actions propres		-	-	(9,0)	(3,0)	(12,1)	-	(12,1)
Variations de périmètre et autres variations		0,0	0,0	(9,4)	-	(9,3)	(0,0)	(9,3)
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 et réduction de capital ⁽¹⁾	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 ⁽²⁾		0,0	-	(1,3)	-	(1,3)	1,3	0,0
Variation des actions propres ⁽³⁾		-	-	(1,9)	(0,1)	(2,1)	-	(2,1)
Variations de périmètre et autres variations ⁽⁴⁾		(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

1) Se référer à la note 18.

2) Au cours de l'exercice 2022, les transactions avec les détenteurs d'intérêts ne donnant pas le contrôle concernent des acquisitions complémentaires de titres de participation dans des entités déjà contrôlées par le Groupe.

3) Au cours de l'exercice 2022, Neoen S.A. a acheté 51 000 de ses propres actions en vue de leur attribution dans le cadre de plans de stock-options ou d'actions gratuites, et augmenté son nombre de titres auto détenus (+ 20 561) dans le cadre d'un contrat de liquidité (confié à Kepler Chevreux et conformément à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers (AMF)), pour un montant total de 2,1 millions d'euros.

4) Au cours de l'exercice 2022, les variations de périmètre et autres variations correspondent à l'émission des OCEANES vertes 2022 dont 35,6 millions d'euros nets d'impôts différés ont été reconnus en composante capitaux propres conformément à IFRS 9 – instruments financiers, partiellement compensée par l'extinction de la composante capitaux propres des OCEANES 2019 lors de leur conversion, pour (6,5) millions d'euros nets d'impôts différés (se référer à la note 1.3).

2.1.5 TABLEAU DES FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES

	Notes	Exercice 2022	Exercice 2021
<i>En millions d'euros</i>			
Résultat net de l'ensemble consolidé		45,7	40,2
Éliminations :			
de la quote-part de résultat dans les entreprises associées	14	(0,5)	(0,3)
des amortissements et provisions	10, 12 et 19	176,9	117,5
de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	9	(2,8)	(0,0)
des plus ou moins-values de cession ⁽¹⁾	9 et 10	(12,5)	(42,0)
des charges et produits calculés liés aux paiements en actions	7.3	3,8	3,2
des autres produits et charges sans incidence de trésorerie ⁽²⁾		13,8	3,9
de la charge (produit) d'impôt	11	32,6	13,3
du coût de l'endettement financier	20.1	135,6	106,5
Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement ⁽³⁾		81,6	44,3
Impôts décaissés (encaissés)		(17,2)	(10,6)
Flux net de trésorerie lié aux activités opérationnelles		457,0	276,0
Acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise ⁽⁴⁾		(15,6)	(32,2)
Cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée ⁽⁵⁾		26,2	72,1
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles ⁽⁶⁾		(1 111,2)	(754,5)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		1,1	0,2
Variation d'actifs financiers		(15,4)	3,2
Dividendes reçus		1,2	1,9
Flux net de trésorerie lié aux activités d'investissement		(1 113,7)	(709,2)
Augmentation de capital de la société mère ⁽⁷⁾	18	48,1	592,1
Contribution des investisseurs minoritaires aux augmentations (réductions) de capital	01.4	(1,5)	(2,4)
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽⁸⁾		(6,0)	-
Cession (acquisition) nette d'actions propres	01.4	(2,1)	(12,1)
Emissions d'emprunts	20.2	1 192,4	419,3
Dividendes payés ⁽⁹⁾		(2,1)	(0,2)
Remboursements d'emprunts	20.2	(439,2)	(272,0)
Intérêts financiers versés		(108,3)	(81,3)
Flux net de trésorerie lié aux activités de financement		681,3	643,5
Incidence de la variation des taux de change		9,4	7,3
Effet du reclassement de la trésorerie lié aux actifs détenus en vue de la vente	3.4	(3,9)	0,0
Variation de trésorerie		30,2	217,6
Trésorerie à l'ouverture	17	592,5	374,9
Trésorerie à la clôture	17	622,7	592,5
Variation de la trésorerie nette		30,2	217,6

- 1) En 2022, les plus ou moins-values de cessions correspondent 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. En 2021, les plus ou moins-values de cession correspondaient principalement aux produits nets issus des opérations de farm-down pour 50,0 millions d'euros et aux mises au rebut des coûts de développement immobilisés pour (8,1) millions d'euros.
- 2) En 2022, les autres produits et charges sans incidence de trésorerie comprennent essentiellement des charges financières liées au refinancement de la dette mezzanine portée par Neoen Production 2.
- 3) En 2022, l'incidence de la variation du besoin en fonds de roulement comprend essentiellement une hausse (i) des dettes 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 considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux 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.

En 2021, l'incidence de la variation du besoin en fonds de roulement résultait des encaissements constatés au titre d'indemnités contractuelles compensant des pertes de chiffre d'affaires liées à des retards dans la mise en service de certaines centrales, et de l'encaissement de créances de TVA historiques sur des centrales en construction.

- 4) *En 2022, les acquisitions de filiales nettes de la trésorerie acquise concernent principalement des projets en développement au Canada, en Equateur et en Finlande. En 2021, les acquisitions concernaient des projets en développement en Irlande, en Finlande, en Suède et en France.*
- 5) *En 2022, les cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée correspondent 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. En 2021, les cessions de filiales nettes de la trésorerie cédée correspondaient principalement aux opérations de farm-down des centrales solaires de Grabels (Hérault) et Lagarde (Vaucluse), des centrales solaires de Lugos (Gironde) et Miremont (Haute-Garonne), et des projets éoliens Le Berger (Meuse) et Les Beaux Monts (Yonne).*
- 6) *Les acquisitions de l'exercice portent sur des investissements en immobilisations incorporelles pour (44,5) millions d'euros (se référer à la note 12.2) et corporelles pour (964,2) millions d'euros (se référer à la note 12.3) et intègrent la variation des dettes sur fournisseurs d'immobilisations pour (102,5) millions d'euros.*
- 7) *En 2022, l'augmentation de capital correspond principalement à la composante capitaux propres des OCEANes vertes émises en septembre 2022 pour 47,4 millions d'euros (se référer à la note 1.3). En 2021, ce montant correspondait principalement à l'augmentation de capital réalisée le 9 avril 2021 pour 591,2 millions d'euros après prise en compte des frais d'émission.*
- 8) *En 2022, les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle correspondent au paiement du solde du put de 19,9% associé à la centrale de Mutkalampi (option de vente exercée en 2021).*
- 9) *En 2022, Neoen S.A. a procédé au premier versement de dividende de son histoire, dont (2,1) millions d'euros en numéraire (se référer à la note 1.3).*

2.1.6 NOTES ANNEXES AUX ETATS FINANCIERS CONSOLIDES

Note 1. Informations générales et référentiel comptable.....	60
Note 2. Méthodes de conversion.....	64
Note 3. Composition du Groupe.....	65
Note 4. Information sectorielle.....	69
Note 5. Ventas.....	72
Note 6. Achats et stocks.....	73
Note 7. Charges et avantages au personnel.....	75
Note 8. Impôts, taxes et versements assimilés.....	77
Note 9. Autres produits et charges opérationnels courants.....	77
Note 10. Eléments non courants de l'activité opérationnelle.....	78
Note 11. Impôts.....	79
Note 12. Goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles.....	82
Note 13. Dépréciation des goodwills et des immobilisations.....	86
Note 14. Participations dans les entreprises associées et coentreprises.....	87
Note 15. Autres actifs financiers non courants.....	87
Note 16. Autres actifs courants.....	88
Note 17. Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	88
Note 18. Capitaux propres et détail des instruments dilutifs.....	89
Note 19. Provisions.....	93
Note 20. Financement et instruments financiers.....	94
Note 21. Autres passifs courants.....	101
Note 22. Gestion des risques.....	101
Note 23. Engagements hors bilan.....	104
Note 24. Transactions avec les parties liées.....	105
Note 25. Honoraires des commissaires aux comptes.....	105
Note 26. Evènements postérieurs à la clôture.....	105

NOTE 1. INFORMATIONS GENERALES ET REFERENTIEL COMPTABLE

NOTE 1.1 INFORMATIONS GENERALES

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 depuis le 21 février 2022. 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 6,6 GW de projets en opération et construction (dont 228 MW sous gestion) et 0,8 GW de projets *awarded*¹⁰ au 31 décembre 2022 (soit près de 7,4 GW de projets sécurisés – portefeuille *secured*¹⁰), 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 11,9 GW (*advanced*¹⁰ pipeline) et de plus de 5,0 GW de projets au stade *early stage*¹⁰.

Le Groupe exerce ses activités dans les zones géographiques Australie, Europe-Afrique et Amériques.

Les états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2022 ont été arrêtés par le Conseil d'administration le 28 février 2023. Ils seront soumis à l'approbation des actionnaires le 10 mai 2023.

NOTE 1.2 DECLARATION DE CONFORMITE ET REFERENTIEL COMPTABLE

Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2022 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 à l'adresse suivante : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02008R1126-20220101>.

Evolution du référentiel comptable

Pour l'établissement de ses états financiers au 31 décembre 2022, le Groupe a appliqué les mêmes normes, interprétations et méthodes comptables que dans ses états financiers de l'exercice clos au 31 décembre 2021, à l'exception des textes entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2022, mentionnés au paragraphe ci-après.

Nouveaux textes d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2022

- Amendements à IAS 16 – Immobilisations corporelles – Produits générés avant l'utilisation prévue
- Amendements à IAS 37 – Coûts à prendre en compte pour déterminer si un contrat est déficitaire
- Amendements à IFRS 3 – Référence au Cadre conceptuel
- Améliorations annuelles des normes IFRS (cycle 2018-2020)

Les états financiers n'ont pas été impactés par l'application de ces amendements et améliorations.

Interprétations finales du Comité d'interprétation de l'exercice 2022

- Décision d'agenda de l'IFRIC relative aux règles de présentation applicables aux dépôts à vue soumis à restriction par un contrat avec un tiers (IAS 7) – avril 2022

Les états financiers n'ont pas été impactés par l'application de cette interprétation.

¹⁰ Pour une définition des différents stades de développement des projets du Groupe, le lecteur est invité à se reporter au chapitre 3 « Glossaire » du présent document.

Nouveaux textes d'application non obligatoire au 1^{er} janvier 2022

- Amendements à IAS 1 – Présentation des états financiers et Practice Statement 2 – Informations à fournir sur les méthodes comptables, d'application obligatoire au 1er janvier 2023
- Amendements à IAS 8 – Définition des estimations comptables et changement de méthode, d'application obligatoire au 1er janvier 2023
- Amendement à IAS 12 – Impôts différés relatifs à des actifs et passifs issus d'une transaction unique, d'application obligatoire au 1er janvier 2023
- Amendements à IAS 1 – Classement des passifs en courant / non courant, d'application obligatoire au 1er janvier 2024 (sous réserve d'adoption par l'Union Européenne)
- Amendement à IFRS 16 – Passif de location relatif à une cession-bail, d'application obligatoire au 1er janvier 2024 (sous réserve d'adoption par l'Union Européenne)

Ces nouveaux textes n'ont pas été appliqués par anticipation par le Groupe ou ne sont pas applicables.

NOTE 1.3 EVENEMENTS DE L'EXERCICE

Plan d'attribution d'actions gratuites

Le 14 mars 2022, le Conseil d'administration a décidé d'attribuer gratuitement 164 046 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.

Au cours de l'exercice 2022, 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 (0,3) million d'euros en charges de personnel.

Augmentation de capital réservée aux salariés

Le 19 avril 2022, 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 118 actions nouvelles au prix préférentiel de souscription de 22,30 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 14 mars 2022, sur subdélégation du Conseil d'administration) et un abondement à raison d'une action offerte pour une action souscrite.

Au cours de l'exercice 2022, 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 1,1 million d'euros en capitaux propres et de (0,4) million d'euros en charges de personnel.

Paiement du dividende au titre de l'exercice 2021

Lors de l'Assemblée Générale du 25 mai 2022, les actionnaires ont approuvé la première mise en distribution d'un dividende dans l'histoire du Groupe à hauteur de 0,10 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.

A la clôture de la période d'exercice de l'option (du 3 juin 2022 au 17 juin 2022 inclus), près de 80% des droits ont été exercés en faveur du paiement du dividende en actions.

Cette opération a entraîné la création de 252 486 actions ordinaires nouvelles (représentant après augmentation de capital environ 0,2% du capital), et le versement de 2,1 millions d'euros de dividende en numéraire.

Conversion d'OCEANes

Neoen S.A. a procédé le 28 octobre 2022, conformément à leurs termes et conditions, au remboursement anticipé de la totalité des obligations à option de conversion en actions nouvelles et/ou d'échange en actions existantes (OCEANes), émises le 7 octobre 2019 et à échéance octobre 2024, d'un montant d'environ 200 millions d'euros.

Les porteurs d'obligations avaient la faculté d'exercer leur droit à l'attribution d'actions Neoen à raison de 1,078 action pour 1 obligation présentée jusqu'au 19 octobre 2022. Le nombre d'obligations présentées à la conversion s'est élevé à 6 614 676 obligations (soit 99,78% de l'ensemble des obligations émises), soit un montant nominal total de 199 564 774,92 euros. Neoen a ainsi émis au total 7 130 619 actions nouvelles.

Conformément à IAS 32 « instruments financiers - présentation », cette opération s'est traduite par l'extinction du coût amorti de la composante dette pour 191,3 millions d'euros, par contrepartie des capitaux propres du Groupe pour 190,8 millions d'euros et de la trésorerie pour 0,4 million d'euros (correspondant aux 14 425 obligations non présentées à la conversion et qui ont été remboursées en numéraire le 28 octobre 2022).

Emission d'OCEANES vertes

Le 14 septembre 2022, Neoen S.A. a procédé à l'émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes pour un montant nominal de 300 millions d'euros.

Ces obligations ont été émises avec une dénomination de 100 000 euros chacune et portent intérêt à un taux annuel de 2,875% payable semestriellement à terme échu les 14 mars et 14 septembre de chaque année, et pour la première fois le 14 mars 2023.

Le prix de conversion / d'échange a été fixé à 51,4999 euros, correspondant à une prime de 35% par rapport au cours de référence de l'action de la Société. A moins qu'elles n'aient été converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, ces obligations seront remboursées au pair le 14 septembre 2027.

Conformément aux principes fixés par la norme IAS 32 « instruments financiers : présentation », cette émission a été traitée comme un instrument composé, la composante dette (obligation sans option de conversion) s'élevant, nette de frais, à environ 249,9 millions d'euros et la composante capitaux propres (option de conversion) à près de 47,4 millions d'euros, nette de frais (se référer aux notes 18 et 20.2). Le taux d'intérêt effectif de la composante dette s'élève à 7,00 %.

Cession de la centrale éolienne de Saint-Sauvant

Le 29 septembre, le Groupe a cédé à Sergies, partenaire historique dans le développement du projet, acteur local et énergéticien intégré, 95% de ses parts dans la centrale éolienne de Saint-Sauvant sur la base d'une valeur d'entreprise de 65,5 millions d'euros. D'une puissance de 20,6 MW et localisée dans le département de la Vienne, cette centrale est entrée en service au cours du premier semestre 2022. Neoen conserve une détention minoritaire, la supervision de la centrale pour les deux prochaines années, une présence locale à travers un contrat de *community management* et bénéficie d'une option de rachat lui permettant de prendre le contrôle de la société de projet dans 30 ans.

Cette opération réalisée dans le cadre de l'activité *farm-down* a généré un produit net de 16,4 millions d'euros comptabilisé en autres produits et charges opérationnels courants (se reporter à la note 9).

Situation de la centrale solaire de Metoro au Mozambique

A 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 avaient été évacuées, 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. Depuis cette date, la situation sécuritaire ne s'est pas améliorée de manière notable, rendant hypothétique toute perspective de relance du chantier.

Compte tenu du très fort degré d'incertitude entourant l'avenir du projet le Groupe a ainsi enregistré dans ses comptes au 31 décembre 2022 une perte de valeur d'un montant de (19,9) millions d'euros (se référer à la note 10 « éléments non courants de l'activité opérationnelle »).

Non-respect de covenants de certains financements de projets

Au 31 décembre 2022, un actif du Groupe en Australie ne respecte toujours pas, suite notamment à des problématiques opérationnelles, son ratio minimum de couverture du service de la dette, comme cela était déjà le cas au 31 décembre 2021. En conséquence, le Groupe a maintenu l'accélération dans ses comptes de la dette de financement de projet sans recours afférente, présentée en endettement financier courant, pour un montant de 128,7 millions de dollars australiens (soit 82,0 millions d'euros) au 31 décembre 2022. Le Groupe est parallèlement toujours en cours de négociation en vue d'une résolution de ce cas de défauts avec les établissements prêteurs, qui ont continué, au cours de l'année, à assurer le financement de cet actif.

Par ailleurs, outre l'absence d'accord en vue de la 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, les difficultés opérationnelles rencontrées par celle-ci, au cours de l'année 2022, ont entraîné 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 124,1 millions de dollars américains, soit 116,3 millions d'euros) dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2022. Le Groupe travaille activement à 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. A ce titre, la société a ainsi obtenu un *waiver* en date du 1er février 2023.

Les autres sociétés financées par des dettes projets et, mezzanines, 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.

Enfin, la situation de la centrale de Metoro constitue un cas de défaut technique au sens de la documentation de financement. La dette financière afférente à cette centrale est ainsi présentée en dettes courantes (pour 30,1 millions de dollars américains, soit 28,2 millions d'euros) dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2022.

Au total, 226,6 millions d'euros de dettes ont ainsi été accélérées dans les comptes consolidés annuels 2022.

Conflit russo-ukrainien

Neoen n'a pas d'activité et ne dispose d'aucun actif en Russie et en Ukraine.

Ainsi, le conflit en cours en Ukraine n'a à ce jour pas eu d'incidence significative directe sur le Groupe ni sur la continuité de son activité. Toutefois, en l'absence de visibilité sur la suite de ce conflit, Neoen considère que ses activités pourraient être affectées, à l'avenir, par les impacts potentiels de ce conflit sur l'économie mondiale, et notamment en matière de prix de l'électricité, de cours des matières premières utilisées pour les composants nécessaires à la construction d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable, ou encore de fonctionnement des chaînes logistiques.

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 2022, 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'ETABLISSEMENT DES ETATS 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.

A 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 2022, 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 prix de marché de l'électricité actuellement 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 2022 sur les jugements exercés et les principales estimations nécessaires à l'établissement des états financiers.

NOTE 2. METHODES DE CONVERSION

Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en millions d'euros.

Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement.

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 au Mexique, 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 *goodwills* et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité.

NOTE 3. COMPOSITION DU GROUPE

NOTE 3.1 PRINCIPES COMPTABLES

Méthodes de consolidation

Les filiales contrôlées au sens d'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(e) 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 a 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 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 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, 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'entités acquises 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 projet 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, il est considéré en général que les entités projet 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 doit classer 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 ENTITES MISES EN EQUIVALENCE

Au 31 décembre 2022, le Groupe est composé de 362 sociétés consolidées (« méthode de l'intégration globale ») et de 5 sociétés comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Pour rappel, au 31 décembre 2021, le Groupe était composé de 340 sociétés consolidées (« méthode de l'intégration globale ») et de 4 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 2022, 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 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt 31/12/2021
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 Ltd	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 Ltd	Australie	100%	100%
	Numurkah Solar Farm	Australie	100%	100%
	Victoria Big Battery	Australie	100%	100%
	Western Downs Green Power Hub	Australie	100%	100%
	Hedlet	Finlande	80%	80%
	Mutkalampi	Finlande	100%	100%
	Yliskala Power Reserve One	Finlande	100%	100%
	Centrale Eolienne du Pays entre Madon et Moselle	France	100%	100%
	Neoen International	France	100%	100%
	Neoen Production 1	France	100%	100%
	Neoen Production 2	France	100%	100%
SPV AGS	Mexique	100%	100%	
Capella Solar	El Salvador	100%	100%	
Providencia Solar	El Salvador	100%	100%	

NOTE 3.3 EVOLUTION DU PERIMETRE

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 et depuis l'exercice 2021, le Groupe procède de manière régulière mais sélective, à la cession totale ou d'une quote-part majoritaire de participations dans des entités détenant des projets ou actifs de son portefeuille sécurisé (*farm-down*).

Opération de *farm-down* – cession de titres de participations

Le 29 septembre, le Groupe a cédé 95% de ses parts dans la centrale éolienne de Saint-Sauvant. Cette opération a généré un produit net de 16,4 millions d'euros comptabilisé en autres produits et charges opérationnels courants (se reporter à la note 9).

Acquisitions de projets en développement

En 2022, les principales opérations ayant affecté le périmètre du Groupe sont des acquisitions de projets en phase de développement. Ces acquisitions de filiales 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 du projet solaire Fox Coulee au Canada ;
- acquisition à hauteur de 100% des titres de participation du projet solaire Cumandacobuendo en Equateur.

Par ailleurs, le Groupe a acquis 80,1% des titres de participation du projet éolien Lumivaara en Finlande (société consolidée selon la méthode de la mise en équivalence).

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 1,5 million d'euros et corporels pour 4,6 millions d'euros au cours de l'exercice 2022.

Rachat de participations ne donnant pas le contrôle

Le Groupe a acquis la participation des actionnaires minoritaires de l'entité française Zambia Sunlight One SAS, portant ainsi sa participation dans l'entité de 68,7% à 100%. En conséquence, l'entité zambienne Bangweulu Power Company Ltd, elle-même détenue par l'entité Zambia Sunlight One SAS, est désormais détenue à hauteur de 80,35% contre 58,75% auparavant. Cette opération n'a pas eu d'impact significatif sur les états financiers du Groupe.

Autres cessions et liquidations

Les entités Pedregal Solar et Nahualpa Solar (Salvador), ainsi qu'Atria Solar (Argentine), toutes détenues à 100%, ont été liquidées. Le Groupe a par ailleurs cédé 100% de sa participation dans l'entité Blue Mahoe Energy Company Ltd (Jamaïque). Ces opérations n'ont pas eu d'impact significatif sur les états financiers du Groupe.

NOTE 3.4 ACTIFS ET PASSIFS DESTINES A ETRE CEDES

Au 31 décembre 2022, les actifs et passifs destinés à être cédés présentés sur l'état de la situation financière consolidée correspondent uniquement à ceux de la centrale solaire de Cabrelá au Portugal, dont le Groupe a engagé la cession, conclue au cours du mois de février 2023, dans le cadre de son activité de *farm-down* (se référer à la note 26).

Les principales catégories d'actifs et de passifs, classés en actifs et passifs destinés à la vente sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022
Actifs non courants	22,3
Actifs courants	0,6
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3,9
Actifs destinés à être cédés	26,8
Passifs non courants	25,7
Passifs courants	2,5
Passifs destinés à être cédés	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 par ailleurs 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 participations dans des entités détenant des projets ou actifs du portefeuille sécurisé du Groupe ;
- développement et investissements : ce secteur correspond principalement aux activités de développement et de financement.

Au titre des informations complémentaires, les principaux indicateurs financiers publiés sont 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 d'actifs du portefeuille sécurisé 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 a en effet été amené à signer progressivement 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, mis en œuvre récemment, 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, qui ont connu une volatilité exceptionnelle au cours de l'exercice 2022 dans les différentes géographies où opère le Groupe, a un caractère volatile 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 20.3).

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

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021
Résultat opérationnel courant	262,1	189,6
Amortissements opérationnels courants	151,0	107,6
Charge IFRS 2	3,8	3,2
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(2,8)	-
EBITDA ajusté	414,0	300,4

EBIT ajusté

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

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021
Résultat opérationnel courant	262,1	189,6
Variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	(2,8)	-
EBIT ajusté	259,3	189,6

Information sectorielle

Les résultats sectoriels de l'exercice 2022 et de l'exercice 2021 pour chacun des segments opérationnels du Groupe (solaire, éolien, stockage, *farm-down*, développement et investissements), y compris éliminations sont présentées ci-dessous.

Les informations relatives aux zones géographiques correspondent au chiffre d'affaires réalisés dans chacun des pays et aux actifs localisés dans ces mêmes pays.

En millions d'euros	Eolien	Solaire	Stockage	Farm-down ⁽²⁾	Développement & Investissements ⁽³⁾	Eliminations ⁽⁴⁾	Exercice 2022	
AUSTRALIE	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	84,5	53,1	80,2	-	-	217,8	
	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	71,9	73,9	81,9	-	-	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	
Tableau des flux de trésorerie	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles							
	315,8	147,3	89,5	-	-	-	552,6	
EUROPE-AFRIQUE	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	132,1	64,4	11,4	-	-	208,0	
	EBITDA ajusté ⁽¹⁾	108,9	50,9	6,2	16,4	-	180,4	
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	76,5	32,4	4,8	16,4	-	130,2	
	Bilan							
Immobilisations corporelles et incorporelles	1 335,2	717,3	25,7	-	-	-	2 078,1	
Tableau des flux de trésorerie	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles							
	413,8	129,5	5,7	-	-	-	549,0	
dont France	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	66,9	50,5	2,3	-	-	119,8	
Bilan								
Immobilisations corporelles et incorporelles	597,8	492,3	10,6	-	-	-	1 100,9	
AMERIQUES	Compte de résultat							
	Chiffre d'affaires	-	76,6	-	-	-	76,6	
	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⁾	178,5	181,6	88,1	16,4	(8,4)	(22,3)	414,0
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	122,0	116,6	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	
Tableau des flux de trésorerie	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles							
	729,9	306,7	95,1	-	8,4	(26,9)	1 111,2	

En millions d'euros		Eolien	Solaire	Stockage	Biomasse	Farm-down ⁽²⁾	Développement & investissements ⁽²⁾	Éliminations ⁽⁴⁾	Exercice 2021	
AUSTRALIE	Compte de résultat									
	Chiffre d'affaires	67,1	37,6	28,1					132,8	
	EBITDA ⁽¹⁾	53,9	30,7	26,4					111,0	
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	36,1	13,7	13,8					63,7	
	Bilan									
Immobilisations corporelles et incorporelles	822,5	602,3	310,5						1 735,3	
Tableau des flux de trésorerie	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	102,0	152,6	103,6						358,2
EUROPE-AFRIQUE	Compte de résultat									
	Chiffre d'affaires	68,1	60,8	6,3	-	-			135,2	
	EBITDA ⁽¹⁾	51,1	49,3	3,8	-	50,0			154,2	
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	21,6	30,2	2,5	-	50,0			104,3	
	Bilan									
Immobilisations corporelles et incorporelles	943,6	595,0	20,4						1 559,0	
Tableau des flux de trésorerie	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	262,6	113,0	3,8	-	-				379,4
dont FRANCE	Compte de résultat									
	Chiffre d'affaires	49,8	49,8	1,0		-			101,3	
Bilan										
Immobilisations corporelles et incorporelles	574,3	424,0	5,4						1 004,0	
AMERIQUES	Compte de résultat									
	Chiffre d'affaires	-	63,9						63,9	
	EBITDA ⁽¹⁾	-	57,3						57,3	
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	-	38,1						38,1	
	Bilan									
Immobilisations corporelles et incorporelles	3,5	759,9							763,4	
Tableau des flux de trésorerie	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	-	53,2							53,2
TOTAL	Compte de résultat									
	Chiffre d'affaires	135,1	162,3	34,4		-	77,2	(75,5)	333,6	
	EBITDA ⁽¹⁾	105,0	137,3	30,2		50,0	2,1	(24,2)	300,4	
	EBIT ajusté ⁽¹⁾	57,7	82,1	16,3		50,0	(7,8)	(8,9)	169,6	
	Bilan									
Immobilisations corporelles et incorporelles	1 769,7	1 957,2	330,9		-	22,7	(133,6)	3 946,9		
Tableau des flux de trésorerie	Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	364,6	318,8	107,4		-	(1,7)	(34,7)	754,5	

- 1) Les notions d'EBITDA ajusté et d'EBIT ajusté sont définies ci-dessus.
- 2) Le secteur d'activité farm-down a été mis en place à la suite de la décision du Groupe de procéder, de manière régulière mais sélective à compter de l'exercice 2021, à la cession totale ou d'une quote-part majoritaire de participations dans des entités détenant des projets ou actifs de son portefeuille sécurisé.
- 3) 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.
- 4) Les éliminations concernent principalement l'annulation des facturations de services rendus par Neoen S.A. à ses sociétés de projets au titre du développement, de la supervision et de la gestion administrative des actifs de production ainsi que l'activation des coûts de développement conformément à IAS 38 « immobilisations incorporelles ».

NOTE 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

	Solaire	Eolien	Stockage	Autre	Exercice 2022	Solaire	Eolien	Stockage	Autre	Exercice 2021
<i>En millions d'euros</i>										
Electricité	138,9	134,4	-	-	273,3	118,4	80,0	(0,0)	-	198,4
Certificats verts	17,7	18,2	-	-	35,9	16,6	34,3	-	-	50,9
Ventes d'énergies sous contrat	156,5	152,7	-	-	309,2	135,0	114,3	(0,0)	-	249,3
Electricité	30,4	58,0	73,5	-	161,9	23,9	12,1	28,4	-	64,3
Certificats verts	6,0	3,7	-	0,0	9,7	2,4	7,9	-	-	10,3
Ventes d'énergies sur le marché	36,3	61,7	73,5	0,0	171,5	26,3	20,0	28,4	-	74,7
Prestations de services ⁽¹⁾	-	-	-	0,6	0,6	-	-	-	1,6	1,6
Autres prestations ⁽²⁾	1,2	2,3	18,1	0,3	21,9	0,9	0,9	6,0	0,1	8,0
Autres produits	1,2	2,3	18,1	0,9	22,5	0,9	0,9	6,0	1,7	9,6
Total chiffres d'affaires	194,1	216,6	91,6	0,9	503,2	162,3	135,1	34,4	1,7	333,6

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 RATTACHES

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.

Les créances constatées en date de clôture correspondent essentiellement à des factures non échues de vente d'électricité et de certificats verts, dont l'évolution s'explique principalement par la croissance du nombre de centrales en opération. A 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 2022, 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.

Détail des créances clients et comptes rattachés

	31.12.2022	31.12.2021
<i>En millions d'euros</i>		
Valeur nette des Clients et comptes rattachés - en début de période	81,6	73,2
Variations liées à l'activité	25,9	6,9
Variation de périmètre	(1,7)	(1,1)
Reclassements et autres	(0,3)	0,0
Effet de la variation des taux de change	1,1	2,6
Valeur nette des Clients et comptes rattachés - en fin de période	106,6	81,6

Sur l'exercice 2022, les variations liées à l'activité correspondent essentiellement à l'impact des centrales mises en service dans l'année. Le bilan ne présentait aucune créance client échue significative au 31 décembre 2022 ainsi qu'au 31 décembre 2021.

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 2022 se composent principalement :

- d'achats pour (3,9) millions d'euros ;
- des variations de stocks de certificats verts générés par des centrales en Australie et au Mexique pour 1,7 million d'euros.

Ce poste comprenait sur l'exercice 2021 des achats pour (1,3) million d'euros, et des variations de stocks de certificats verts pour 3,8 millions d'euros.

NOTE 6.2 STOCKS

Principes comptables

Les stocks sont constitués principalement des certificats verts en Australie et au Mexique.

Les sociétés de projets australiennes opérant des centrales solaires et éoliennes génèrent, au rythme de leur production, des certificats verts (*Large-Scale Generation Certificates* - LGCs) 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. Dans un objectif de couverture du risque de prix visant à limiter son exposition à la volatilité du marché *spot*, le Groupe avait créé la société Neoen Energy Management Australia (NEMA) en 2020. Cette société acquiert ainsi chaque trimestre auprès des sociétés de projets (dès lors que leurs contrats de financement les y autorisent) les certificats verts excédant les engagements pris dans le cadre des PPA. D'autre part, elle procède conformément à une politique de risque soumise à approbation préalable des organes de direction à une couverture du risque de prix sur l'horizon de liquidité accessible, à travers la réalisation de ventes à terme auprès de contreparties externes, donnant lieu à livraison physique l'année suivant la production de ces certificats verts.

Par ailleurs, NEMA réalise également des ventes ponctuelles sur les marchés de gré à gré, portant sur des stocks de certificats verts acquis auprès des sociétés de projets australiennes, et n'ayant pas fait l'objet de contrats de ventes à terme.

Les certificats verts font l'objet d'une comptabilisation en stock, conformément aux principes fixés par la norme IAS 2 « stocks », et ce jusqu'à leur transfert physique auprès des contreparties externes l'année suivant leur production, ce qui déclenche la reconnaissance du produit associé en chiffre d'affaires. Ces certificats verts sont comptabilisés dans la rubrique « Achats de marchandises et variation de stocks » au compte de résultat et dans la rubrique « Stocks » au bilan.

Les certificats verts (*Clean Energy Certificates* - CELs) produits par la centrale d'El Llano au Mexique sont également comptabilisés dans la rubrique « Achats de marchandises et variation de stocks » au compte de résultat et dans la rubrique « Stocks » au bilan, et ce jusqu'à leur remise physique conformément aux obligations prévues dans le cadre de son PPA.

Détails des stocks

Les stocks s'élèvent à 10,6 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 8,7 millions d'euros au 31 décembre 2021. Ils incluent principalement des stocks de certificats verts en Australie et au Mexique.

NOTE 6.3 CHARGES EXTERNES

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Entretiens et réparations	(35,9)	(26,0)
Autres charges externes	(75,8)	(42,4)
Total charges externes	(111,7)	(68,3)

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 RATTACHES

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Fournisseurs	60,3	51,6
Fournisseurs d'immobilisations	182,1	288,7
Fournisseurs et comptes rattachés - en fin de période	242,4	340,4

Les fournisseurs d'immobilisations comprennent essentiellement des dettes relatives à la construction des centrales. La variation correspond principalement à une baisse de – 114,3 millions d'euros en Australie liée à l'avancement des chantiers, et – 20,1 millions d'euros en France, partiellement compensée par une augmentation de + 17,7 millions d'euros en Finlande et + 6,5 millions d'euros au Portugal.

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 2022, les charges de personnel s'élèvent à (23,6) millions d'euros contre (17,6) millions d'euros sur l'exercice 2021. 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 REMUNERATION DES DIRIGEANTS

Les dirigeants représentent les membres du comité exécutif du Groupe.

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Avantages du personnel à court terme	3,0	2,4
Paiements fondés sur des actions	3,1	2,3
Rémunérations des dirigeants	6,0	4,7

NOTE 7.3 PAIEMENTS FONDES SUR DES ACTIONS

Principes comptables

Conformément à la norme IFRS 2 « paiements fondés sur des actions », la juste valeur des options et attributions gratuites d'actions est déterminée selon des méthodes adaptées à leurs caractéristiques. 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.

Détail des plans de souscription d'actions

	Plan 2016	Plan 2018	Plan 2018	TOTAL
Date de l'AG	17/03/2014	29/05/2018	04/07/2018	
Date de la décision du Président	23/12/2016	30/05/2018	05/07/2018	
Nombre total d'actions pouvant être souscrites ou achetées	235 000	45 000	65 000	
Début de la période d'exercice des options	24/12/2019	31/05/2021	06/10/2020	
Date d'expiration de la période d'exercice	23/12/2021	30/05/2023	05/07/2023	
Prix de souscription ou d'achat	6,00 €	10,00 €	10,00 €	
Prix de souscription ou d'achat ajusté suite à l'augmentation de capital du 9 avril 2021 ⁽¹⁾	5,55 €	9,25 €	9,25 €	
Nombre d'options				
Existantes au 1er janvier 2021	63 166	40 000	35 000	138 166
Notifiées	-	-	-	-
Annulées	-	-	-	-
Exercées	66 339	16 215	4 000	86 554
Ajustement suite à l'augmentation de capital du 9 avril 2021 ⁽¹⁾	3 173	3 240	2 835	9 248
Existantes au 1er janvier 2022	-	27 025	33 835	60 860
Notifiées	-	-	-	-
Annulées	-	-	-	-
Exercées	-	11 215	23 025	34 240
Existantes au 31 décembre 2022	-	15 810	10 810	26 620

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.

Détail des plans d'attribution d'actions gratuites

	Plan 2018	Plan 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	TOTAL
Date de l'AG	29/05/2018	02/10/2018	26/05/2020	26/05/2020	25/05/2021	
Date de la décision d'attribution du Président / Conseil d'administration	30/05/2018	10/07/2019	02/07/2020	10/03/2021	14/03/2022	
Nombre total d'actions attribuées gratuitement	107 500	297 000	140 000	272 302	164 046	
Date d'acquisition des actions	31/05/2021	11/07/2022	03/07/2023	11/03/2024	14/03/2025	
Date de fin de période de conservation	-	-	-	-	-	
Nombre d'actions attribuées gratuitement						
Existantes au 1er janvier 2021	105 000	292 000	140 000	-	-	537 000
Notifiées	-	-	-	272 302	-	272 302
Annulées	-	18 903	5 406	9 108	-	33 417
Attribuées définitivement	113 510	-	-	-	-	113 510
Ajustement suite à l'augmentation de capital du 9 avril 2021 ⁽¹⁾	8 510	22 348	11 354	22 058	-	64 270
Existantes au 1er 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 31 décembre 2022	-	-	115 291	279 306	164 046	558 643

1) A 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).

Le plan d'attribution d'actions gratuites du 10 juillet 2019 est arrivé à échéance le 11 juillet 2022. Les 292 742 actions attribuées l'ont été via l'utilisation de 129 724 actions existantes et auto-détenues par Neoen S.A. et la création de 163 018 actions nouvelles avec pour incidence la comptabilisation en réserves de (4,9) millions d'euros.

La charge liée à l'attribution d'actions gratuites et d'options de souscription d'actions s'élève à (3,8) millions d'euros sur l'exercice 2022 contre (3,2) millions d'euros sur l'exercice 2021.

NOTE 8. IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES

Conformément à IFRIC 21, le Groupe comptabilise les taxes dès leur exigibilité d'un point de vue fiscal. La charge associée aux impôts, taxes et versements assimilés s'élève à (10,0) millions d'euros sur l'exercice 2022 contre (7,5) millions d'euros sur l'exercice 2021.

NOTE 9. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS COURANTS

Principes comptables

Les autres produits et charges opérationnels courants comprennent principalement :

- les variations 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 des entités détenant des projets ou des actifs du portefeuille sécurisé, 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

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Variations de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie	2,8	-
<i>Farm-down</i>	16,4	50,0
Autres produits opérationnels courants	40,9	20,2
Autres charges opérationnelles courantes	(3,4)	(15,8)
Total autres produits et charges opérationnels courants	56,8	54,4

Les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés énergie, correspondent 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 et en Australie, respectivement pour (42,9) millions d'euros et pour 45,7 millions d'euros.

Les produits de *farm-down* comptabilisés au cours de l'exercice 2022, correspondent à la cession de 95% de la centrale éolienne de Saint-Sauvant, 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. En 2021, les produits de *farm-down* correspondaient principalement aux plus-values de cession des centrales solaires de Lugos (Gironde), Miremont (Haute-Garonne), Grabels (Hérault) et Lagarde (Vaucluse) ainsi que des projets éoliens Le Berger (Meuse) et Les Beaux Monts (Yonne) en France.

Les autres produits opérationnels courants comptabilisés au cours de l'exercice 2022 comprennent principalement 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 à hauteur de 25,9 millions d'euros, et une exonération partielle de pénalités reconnues historiquement au titre de contrats de vente d'électricité pour 12,1 millions d'euros.

NOTE 10. ELEMENTS NON COURANTS DE L'ACTIVITE OPERATIONNELLE

Principes comptables

Les autres produits et charges opérationnels non courants regroupent les opérations non courantes de montants significatifs qui, par leur nature ou leur caractère inhabituel, peuvent nuire à la lisibilité de la performance de l'activité opérationnelle courante du Groupe. Il peut s'agir :

- des plus ou moins-values de cession ;
- des dépréciations importantes et inhabituelles d'actifs non courants, corporels ou incorporels ;
- de certaines charges significatives liées à des opérations de restructuration ou transactions inhabituelles ;
- d'autres charges et produits opérationnels tels qu'une provision ou une pénalité relative à un litige d'une matérialité significative ;
- des frais d'acquisition liés aux variations de périmètre (se reporter aux notes 3.3 et 12.1).

Détail des éléments non courants de l'activité opérationnelle

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Frais de développement antérieurs	(4,0)	(8,1)
Résultat des cessions d'actifs	0,1	0,1
Autres produits et charges opérationnels non courants	(3,8)	(8,0)
Dépréciation des coûts de développement activés	(15,7)	(5,7)
Autres dépréciations d'actifs	(13,1)	(10,5)
Reprise de dépréciation des coûts de développement activés	1,6	5,8
Dépréciations d'actifs non courants	(27,3)	(10,4)

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.

En 2022, les dépréciations des coûts de développement activés concernent 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 « événements de l'exercice »), 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 2022 correspondent pour (11,1) millions d'euros à la perte de valeur comptabilisée sur les actifs de la centrale de Metoro au Mozambique (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice »). Les autres dépréciations d'actifs en 2021 correspondaient à une perte de valeur sur la centrale de Numurkah en Australie.

Les reprises de dépréciation des coûts de développement activés concernent les projets abandonnés par le Groupe.

NOTE 11. IMPOTS

Principes comptables

Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt exigible et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables. Les impôts exigibles et différés sont généralement comptabilisés en résultat, 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

En France, la loi de finance 2010 a introduit une contribution économique territoriale en remplacement de la taxe professionnelle (CET). La CET intègre deux contributions : la cotisation foncière des entreprises (CFE) et la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE). Pour les exercices présentés, le Groupe a comptabilisé la CFE en résultat opérationnel courant dans le poste « Impôts, taxes et versements assimilés », et a considéré que l'assiette de la CVAE entrait dans le champ d'application de la norme IAS 12 « impôts sur le résultat ».

NOTE 11.1 IMPOTS SUR LES RESULTATS

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

	Exercice 2022	Exercice 2021
<i>En millions d'euros</i>		
Résultat avant impôts	78,3	53,5
Impôts sur les résultats	(32,6)	(13,3)
<i>Impôts exigibles</i>	<i>(22,6)</i>	<i>(14,6)</i>
<i>Impôts différés</i>	<i>(10,0)</i>	<i>1,4</i>
Taux effectif d'impôt	41,6%	24,8%

La charge d'impôt s'élève à (32,6) millions d'euros en 2022 contre (13,3) millions d'euros en 2021, soit respectivement un taux effectif d'impôt de 41,6% contre 24,8%.

L'impôt exigible de (22,6) millions d'euros, contre (14,6) millions d'euros en 2021, est composé de :

- (16,2) millions d'euros d'impôt sur les sociétés en 2022 contre (11,3) millions d'euros en 2021. Cette hausse est principalement due :
 - o à l'augmentation de l'impôt exigible en Australie, résultant notamment de la hausse du résultat imposable de la batterie Hornsdale Power Reserve et de la centrale solaire de Western Downs ;
 - o à l'augmentation de l'impôt sur les autres géographies, notamment en France du fait de la consommation intégrale de stocks de déficits ordinaires sur certaines centrales ;
- (5,5) millions d'euros de retenues à la source en 2022, utilisées en crédits d'impôts à hauteur de 4,8 millions d'euros, contre (2,5) millions d'euros en 2021, utilisées en crédits d'impôts à hauteur de 1,7 million d'euros ;
- (0,9) million d'euros de cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) en 2022, stable par rapport à 2021.

La différence entre la charge d'impôt effective et la charge d'impôt théorique s'analyse comme suit :

	Exercice 2022	Exercice 2021
<i>En millions d'euros</i>		
Résultat avant impôts	78,3	53,5
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,0%	26,5%
Charge théorique d'impôt	(19,6)	(14,2)
Différences de taux d'imposition	(4,6)	(0,5)
Effets des changements de taux	-	1,9
Différences permanentes	(6,9)	4,9
Impôts sans bases	(2,3)	(1,6)
Variations d'actifs d'impôts sur déficits reportables	0,3	0,4
Déficits fiscaux générés sur la période non activés	(2,0)	(2,2)
Imputations de déficits antérieurs non activés	2,6	-
Autres	(0,2)	(2,0)
Charge réelle d'impôt	(32,6)	(13,3)

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'explique 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 (6,9) millions d'euros. Elles intègrent essentiellement :
 - o 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 ;
 - o l'effet des charges encourues au titre de l'application de la norme IFRS 2 « paiements en actions » pour (1,6) million d'euros ;
 - o l'incidence de la perte de valeur de la centrale solaire Metoro au Mozambique pour (5,8) millions d'euros ;
 - o 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) million d'euros qui correspondent principalement à la CVAE et à des retenues à la source non utilisables en tant que crédit d'impôt ;
- 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.

En 2021, la différence de (0,9) million d'euros entre la charge d'impôt théorique de (14,2) millions d'euros et la charge réelle d'impôt de (13,3) millions d'euros s'expliquait principalement par :

- l'effet du changement de taux d'imposition en Argentine (passage de 25% à 35%) affectant positivement les bases d'impôts différés sur déficits reportables activés (1,9 million d'euros) ;
- des différences permanentes pour 4,9 millions d'euros. Elles intégraient essentiellement :
 - o l'impact des opérations de *farm-down* (10,0 millions d'euros) réalisées en France, et relevant de l'application du régime des plus-values long terme ;
 - o l'effet des charges encourues au titre de l'application de la norme IFRS 2 « paiements en actions » pour (0,6) million d'euros ;
 - o l'incidence de charges ne donnant pas lieu à économies d'impôt dans plusieurs géographies pour un total de (3,4) millions d'euros ;
- des impôts sans bases pour (1,6) million d'euros qui correspondaient principalement à la CVAE pour (0,6) million d'euros, ainsi qu'à des retenues à la source pour (0,8) million d'euros ;
- des perspectives de bénéfices et des limitations temporelles dans l'utilisation des déficits fiscaux sur certaines géographies, qui avaient amené le Groupe à déprécier ou ne pas reconnaître d'actifs d'impôts différés au titre de certaines pertes fiscales, pour (1,8) million d'euros ;
- d'autres impacts incluant essentiellement les conséquences des règles fiscales en vigueur en Argentine en matière d'hyperinflation.

NOTE 11.2 IMPOTS DIFFERES

Les impôts différés actifs et passifs inscrits au bilan ont pour origine les éléments suivants :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Amortissements dérogatoires	(170,6)	(155,0)
Instruments financiers	(81,0)	5,3
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	112,3	128,2
Autres éléments	2,1	(5,9)
Impôts différés nets	(137,2)	(27,4)
<i>Impôts différés actif</i>	<i>56,8</i>	<i>58,3</i>
<i>Impôts différés passif</i>	<i>194,0</i>	<i>85,7</i>

La variation des stocks d'impôts différés sur amortissements dérogatoires provient essentiellement, pour les centrales en exploitation, de la différence entre la durée d'amortissement fiscale et la durée d'amortissement comptable de certaines immobilisations.

L'augmentation du stock d'impôt différé passif sur les instruments financiers provient principalement de la variation positive de juste valeur des instruments financiers dérivés de taux enregistrée en autres éléments du résultat global, conséquence de l'impact de la hausse significative des taux d'intérêts *forward* sur la période, dans l'ensemble des zones géographiques où opère le Groupe.

La variation des impôts différés sur déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés de (15,9) millions d'euros s'explique essentiellement par :

- la reconnaissance de nouveaux impôts différés pour 12,3 millions d'euros, majoritairement en Australie ;
- des consommations de déficits pour (28,2) millions d'euros dont principalement en Australie pour (22,9) millions d'euros, en France pour (2,4) millions d'euros et en Zambie pour (1,3) million d'euros).

Le montant des stocks de déficits ordinaires non reconnus au 31 décembre 2022 s'élève à 4,3 millions d'euros, correspondant à un stock d'impôt différé de 0,7 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	58,3	85,7	(27,4)
Comptabilisés en résultat net	42,9	52,9	(10,0)
Comptabilisés en autres éléments du résultat global	12,7	105,6	(92,8)
Comptabilisés directement en capitaux propres ⁽¹⁾	-	9,6	(9,6)
Effet des variations de périmètre	(0,1)	(2,8)	2,7
Compensation des impôts différés	(57,0)	(57,0)	0,0
Impôts différés nets - en fin de période	56,8	194,0	(137,2)

- 1) La variation de 9,6 millions d'euros d'impôts différés passifs comptabilisés directement en capitaux propres correspond à la constatation des impôts différés sur la composante capitaux propres des OCEANes vertes émises en 2022 pour + 11,9 millions d'euros, partiellement compensée par l'extinction des impôts différés relatifs à la composante capitaux propres des OCEANes émises en 2019 et converties en 2022 pour - 2,2 millions d'euros.

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. Ce dernier a fait l'objet d'un test de valeur au 31 décembre 2022 qui n'a pas mis en évidence de perte de valeur.

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'amointrit à la suite de facteurs externes à caractère inhabituel, les dépenses liées au développement sont dépréciées et comptabilisées en « Dépréciation d'actifs non courants ». Lors de l'abandon d'un projet, les dépenses de développement liées à ce projet sont enregistrées en charges au sein des « Autres produits et charges opérationnels non courants » (se reporter à la note 10).

Le Groupe distingue les frais de développement « Etudes » et « Opération » en fonction de l'état d'avancement du projet à la clôture. Le terme « Opération » regroupe les phases de construction et d'exploitation des centrales. A 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

	Frais de développement immobilisés - Opération	Frais de développement immobilisés - Etudes ⁽⁴⁾	Autres immobilisations incorporelles ⁽⁵⁾	Total
<i>En millions d'euros</i>				
Valeurs Brutes				
Au 31 décembre 2021	114,2	68,4	109,4	292,0
Acquisitions ⁽¹⁾	8,2	35,9	0,4	44,5
Diminutions ⁽²⁾	(0,6)	(4,0)	-	(4,5)
Variation de périmètre ⁽³⁾	-	-	1,5	1,5
Effet de la variation des taux de change	0,4	(0,2)	0,9	1,1
Reclassements et autres	9,2	(5,0)	(6,2)	(2,0)
Au 31 décembre 2022	131,4	95,1	106,0	332,5
Amortissements et dépréciations				
Au 31 décembre 2021	(11,8)	(3,8)	(7,0)	(22,7)
Dotations aux amortissements	(2,7)	0,0	(2,6)	(5,3)
Dépréciation pour perte de valeur ⁽⁶⁾	(8,8)	(6,9)	-	(15,7)
Reprise sur provision pour perte de valeur	0,0	1,6	-	1,6
Effet de la variation des taux de change	0,0	0,1	0,0	0,1
Reclassements et autres	0,0	(0,0)	0,0	0,0
Au 31 décembre 2022	(23,3)	(9,1)	(9,5)	(42,0)
Valeurs nettes				
Au 31 décembre 2021	102,4	64,5	102,4	269,3
Au 31 décembre 2022	108,1	85,9	96,5	290,5

- 1) Au cours de l'exercice 2022, le Groupe a activé des charges directement imputables au développement de projets pour un montant de 44,5 millions d'euros. Ces investissements concernent principalement des projets localisés en Australie, en France, en Finlande, en Irlande, au Portugal, en Suède, en Equateur, au Mexique, en Italie et au Canada.
- 2) Les diminutions concernent les mises au rebut de la période.
- 3) Les variations de périmètre du poste « Autres immobilisations incorporelles » comprennent les écarts d'évaluation relatifs aux entités acquises au cours de la période.
- 4) Au 31 décembre 2022, le poste « Frais de développement immobilisés – Etudes » s'élève à 85,9 millions d'euros en valeur nette, et comprend 11,3 millions d'euros de dépenses activées relatives aux projets dont le tarif est sécurisé.
- 5) Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées d'actifs relatifs à des projets en développement, ayant été acquis auprès de tiers.
- 6) Les coûts de développement de la centrale de Metoro au Mozambique ont été intégralement dépréciés à hauteur de 8,8 millions (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice », paragraphe « Situation de la centrale solaire de Metoro au Mozambique »). Les autres dépréciations concernent principalement des projets en Australie, en France et au Mexique.

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.

Méthodes comptables appliquées aux contrats de location

Le Groupe loue des terrains pour ses installations de production d'électricité et des espaces de bureaux pour ses activités administratives.

Les contrats de location de terrains couvrent généralement une période de 18 à 99 ans incluant pour certains une option de renouvellement à la main du Groupe. Les durées retenues par le Groupe incluent les périodes de renouvellement dans la mesure où le Groupe estime qu'il est raisonnablement certain que les clauses de renouvellement seront exercées (compte tenu du caractère stratégique des emplacements considérés).

La durée des contrats de location de bureaux est comprise entre 1 et 10 ans.

Au début d'un contrat, le Groupe évalue si un contrat est, ou contient, un contrat de location. Le contrat est ou contient un contrat de location si le contrat confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour une période de temps en échange d'une contrepartie. Pour évaluer si un contrat donne le droit de contrôler un actif identifié tout au long de la durée d'utilisation du bien, le Groupe évalue si :

- le contrat implique l'utilisation d'un actif identifié – ceci peut être spécifié de façon explicite ou implicite, et doit être physiquement distinct ou représenter substantiellement la capacité d'un actif physiquement distinct. Si le fournisseur possède un droit substantiel de substitution, alors l'actif n'est pas identifié ;
- le Groupe a le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques de l'utilisation de l'actif tout au long de la période d'utilisation ;
- le Groupe a le droit de décider de l'utilisation de l'actif. Le Groupe a ce droit lorsqu'il dispose des droits de décision les plus pertinents pour déterminer comment et dans quel but est utilisé l'actif. Dans de rares cas, lorsque la décision sur la manière et l'objectif dont l'actif est utilisé est prédéterminée, le Groupe a le droit de diriger l'utilisation de l'actif si :
 - le Groupe a le droit d'exploiter l'actif, ou
 - le Groupe a conçu le bien d'une manière qui prédétermine comment et à quelles fins il sera utilisé.

Au moment de la création ou de la réévaluation d'un contrat qui contient une composante de location, le Groupe a choisi de ne pas séparer les éléments non liés au contrat de location et de comptabiliser le contrat de location comme une composante locative unique.

Le Groupe comptabilise un actif au titre du droit d'utilisation et une dette locative au début du bail :

- l'actif au titre du droit d'utilisation est initialement évalué au coût, lequel comprend le montant initial de la dette locative ajusté des paiements de location effectués à la date de mise en service ou avant la date de mise en service, et additionné de tous les coûts directs marginaux encourus, déduction faite des primes incitatives de location reçues ;
- l'actif lié aux droits d'utilisation est ensuite amorti selon la méthode linéaire à partir de la date d'entrée en vigueur du contrat jusqu'à la date de fin du contrat. En outre, la valeur de l'actif lié aux droits d'utilisation est ajustée pour tenir compte de certaines réévaluations de la dette locative et le cas échéant, diminuée en cas de pertes de valeur, conformément à IAS 36 « dépréciation d'actifs » ;
- la dette locative est initialement évaluée à la valeur actuelle des paiements de location qui n'ont pas encore été effectués, actualisés en utilisant le taux marginal d'emprunt du preneur (taux d'intérêt que le preneur aurait à payer pour emprunter, pour une durée et avec une garantie similaire, les fonds nécessaires pour se procurer un bien de valeur similaire à l'actif au titre du droit d'utilisation dans un environnement économique similaire).

Les paiements de location inclus dans l'évaluation de la dette locative comprennent les éléments suivants :

- les paiements fixes, y compris les paiements fixes en substance ;
- les paiements locatifs variables qui dépendent d'un indice ou d'un taux, initialement évalués à l'aide de l'indice ou du taux à la date d'entrée en vigueur ;
- les loyers dans une période de renouvellement facultative si le Groupe est raisonnablement certain d'exercer une option de prolongation.

La dette locative est réévaluée en cas de variation des loyers futurs résultant d'un changement d'indice ou de taux ou si le Groupe modifie son évaluation quant à l'opportunité d'exercer une option de prolongation ou de résiliation.

Lorsque la dette locative est réévaluée, un ajustement est apporté à la valeur comptable de l'actif lié aux droits d'utilisation ou est comptabilisé en résultat si le montant de l'actif lié aux droits d'utilisation a été réduit à zéro.

Contrats de location à court terme et contrats de location d'actifs à faible valeur

Le Groupe a choisi de ne pas comptabiliser les actifs liés au droit d'utilisation et les dettes locatives pour les contrats à court terme dont le bail a une durée inférieure ou égale à 12 mois et les locations d'actifs de faible valeur. Le Groupe comptabilise les loyers liés à ces contrats de location en charges.

Dépréciation des actifs reconnus au titre du droit d'utilisation

Se reporter aux principes comptables de la note 12.2.

Variation des immobilisations corporelles

	Actifs de production	Actifs de production en-cours	Droits d'utilisation sur actifs loués ⁽⁵⁾	Autres immobilisations corporelles	Total
<i>En millions d'euros</i>					
Valeurs Brutes					
Au 31 décembre 2021	3 215,5	709,6	223,6	30,3	4 179,0
Acquisitions ⁽¹⁾	(0,0)	955,8	-	8,3	964,1
Cessions	-	(1,1)	(1,5)	(0,4)	(3,1)
Variations de périmètre ⁽²⁾	(27,1)	3,5	(1,8)	4,6	(20,7)
Effet de la variation des taux de change	39,7	(12,3)	0,4	0,8	28,6
Reclassements et autres ⁽³⁾	593,0	(575,5)	50,4	0,1	68,1
Au 31 décembre 2022	3 821,2	1 080,1	271,2	43,7	5 216,2
Amortissements et dépréciations					
Au 31 décembre 2021	(484,7)	(1,0)	(13,2)	(2,6)	(501,5)
Dotation aux amortissements	(136,3)	(0,0)	(8,4)	(0,9)	(145,6)
Dépréciation pour perte de valeur ⁽⁴⁾	-	(13,0)	-	(0,1)	(13,1)
Cessions	-	0,0	1,0	0,4	1,4
Variations de périmètre ⁽²⁾	0,5	-	0,1	-	0,6
Effet de la variation des taux de change	(0,7)	0,1	(0,0)	(0,0)	(0,6)
Reclassements et autres	9,3	0,0	0,3	(0,0)	9,6
Au 31 décembre 2022	(612,0)	(13,8)	(20,2)	(3,2)	(649,2)
Valeurs nettes					
Au 31 décembre 2021	2 730,8	708,6	210,5	27,7	3 677,6
Au 31 décembre 2022	3 209,2	1 066,2	250,9	40,5	4 566,9

- Les acquisitions de la période correspondent aux centrales en construction ou en pré-construction, et notamment :
 - en Australie : 419,6 millions d'euros dont principalement les centrales de Kaban (143,1 millions d'euros), de Western Downs (127,6 millions d'euros), de Goyder (110,2 millions d'euros), et de Capital Battery (35,5 millions d'euros) ;
 - en Europe - Afrique : 511,8 millions d'euros dont principalement les centrales éoliennes Mutkalampi (285,8 millions d'euros) et Björkliden (19,7 millions d'euros) en Finlande, des centrales éoliennes et solaires en France (respectivement 31,1 millions d'euros et 59,7 millions d'euros), deux centrales solaires au Portugal (38,6 millions d'euros), trois centrales solaires en Irlande (21,8 millions d'euros) et la centrale de Storen en Suède (34,8 millions d'euros) ;
 - dans la zone Amériques : 32,5 millions d'euros dont principalement la centrale solaire d'Itzoteno (15,8 millions d'euros) au Mexique, et les centrales de stockage Providencia et Capella au Salvador (6,4 millions d'euros).
- Les variations de périmètre correspondent :
 - au farm-down de Saint-Sauvant en France pour (26,7) millions d'euros sur les actifs nets de production et pour (1,7) millions d'euros nets sur les droits d'utilisation ;
 - à l'acquisition d'un projet en développement au Canada pour 3,7 millions d'euros et d'un terrain en Equateur pour 4,6 millions d'euros.
- Les reclassements et autres sur les actifs de production incluent principalement 21,7 millions d'euros liés aux actifs de démantèlement des centrales nouvellement mises en service, 17,5 millions d'euros liés à la réévaluation des provisions pour démantèlement (se référer à la note 19), et le reclassement de (17,0) millions d'euros des actifs nets de production de la centrale solaire Cabrela au Portugal selon les principes de la norme IFRS 5 « actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » (se référer à la note 3.4). Les reclassements et autres sur les droits d'utilisation (50,4 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.
- Au cours de l'exercice 2022, une perte de valeur de (11,1) millions d'euros a été comptabilisée sur les actifs de la centrale de Metoro au Mozambique, compte tenu du contexte sécuritaire précaire et du fort degré d'incertitude concernant le devenir du projet (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice »).
- Il s'agit essentiellement de droits d'utilisation sur des terrains (pour les centrales en construction et en exploitation), pour un montant de 234,5 millions d'euros, ainsi que de droits d'utilisation relatifs à des bureaux, pour un montant de 16,5 millions d'euros.

NOTE 13. DEPRECIATION DES GOODWILLS ET DES IMMOBILISATIONS

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

Au cours de l'exercice 2022, le Groupe a constaté un indice de 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). La perte de valeur est comptabilisée en résultat opérationnel non courant (se référer à la note 10).

Au cours de l'exercice 2021, le Groupe avait constaté un écart de performance opérationnelle et financière par rapport au plan d'affaire initial pour ses actifs solaires australiens, dans un contexte de révision à la baisse, par les principaux acteurs de marché, des prévisions long terme des prix de l'électricité captés par les actifs solaires en Australie. Les tests de perte de valeur avaient conduit à comptabiliser sur la centrale de Numurkah une dépréciation d'un montant de (16,4) millions de dollars australiens, soit (10,4) millions d'euros, en résultat opérationnel non courant. Au 31 décembre 2022, un nouveau test portant sur la valorisation de ces actifs a été réalisé. Les résultats font apparaître que la perte de valeur comptabilisée en 2021 reste identique. Le Groupe n'a donc pas constaté de dépréciations complémentaires.

Une variation de + 1% du coût des fonds propres aurait un impact de (5,7) millions de dollars australiens sur la valorisation de la centrale de Numurkah, soit (3,8) millions d'euros.

Au cours de l'exercice 2020, les actifs corporels des centrales en Argentine avaient fait l'objet d'un test de dépréciation suite à des indices de perte de valeur identifiés notamment du fait de retards dans le remboursement de créances de TVA. Une perte de valeur avait ainsi été comptabilisée pour (15,3) millions de dollars américains, soit (13,4) millions d'euros dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2020. Le test a été actualisé en 2022, en retenant un coût des fonds propres de 13% et aucune perte de valeur complémentaire n'a été constatée.

Une variation de + 1% du coût des fonds propres entraînerait une dépréciation complémentaire de (6,6) millions de dollars américains, soit (6,2) millions d'euros.

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 ASSOCIEES ET COENTREPRISES

La variation des participations dans les entreprises associées et coentreprises s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Participations dans les entreprises associées et coentreprises - début de période	16,6	7,3
Dividendes versés	(0,7)	(1,1)
Variation de périmètre	7,2	9,8
Quote-part de résultat dans les entreprises associées	0,5	0,3
Variation de juste valeur	0,8	0,2
Participations dans les entreprises associées et coentreprises - fin de période	24,4	16,6

Les participations dans les entreprises associées correspondent aux participations du Groupe dans la société Seixal au Portugal, et dans les sociétés Storbobet Vind AB (participation acquise en 2021) 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 ».

Autres actifs financiers non courants

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Dépôts de garantie	79,0	67,2
Titres non consolidés	5,0	3,8
Prêts à plus d'un an	15,9	12,1
Autres actifs financiers non courants	99,9	83,0

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.

NOTE 16. AUTRES ACTIFS COURANTS

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Créances fiscales et sociales	65,8	63,8
Charges constatées d'avance	9,8	8,2
Fournisseurs débiteurs et autres débiteurs	32,3	43,2
Autres actifs courants	108,0	115,3

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. TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE

Principes comptables

La trésorerie comprend les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme liquides, convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7 « 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

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Disponibilités	582,2	524,6
Placements à court terme	40,6	67,9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	622,8	592,6

La trésorerie et équivalents de trésorerie au 31 décembre 2022 s'établit à 622,8 millions d'euros contre 592,6 millions d'euros au 31 décembre 2021, soit une variation de + 30,3 millions d'euros, et correspond principalement aux disponibilités et équivalents de trésorerie :

- détenues par Neoen S.A. pour 246,9 millions d'euros, dont l'évolution sur l'exercice 2022 de – 32,7 millions d'euros s'explique principalement par :
 - l'émission de nouvelles obligations convertibles (OCEANES vertes 2022) à échéance 2027 pour + 300,0 millions d'euros ;
 - des dividendes reçus et des remboursements de comptes courants par les sociétés de projets pour + 46,8 millions d'euros ;
 - des investissements sous forme d'apports en fonds propres et en comptes courants dans les nouveaux projets et les actifs en construction pour – 390,3 millions d'euros, notamment en Australie, en France, au Portugal, en Suède, au Canada et en Finlande ;
 - le financement des activités de développement et des coûts de structure pour – 87,1 millions d'euros ;
 - le paiement par les sociétés projets de prestations de développement pour + 97,3 millions d'euros notamment en France et en Finlande ;
- localisées dans les sociétés projets et holdings associées pour 376,0 millions d'euros, dont la variation sur l'exercice 2022 de + 63,0 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 2022, la trésorerie des actifs en exploitation comprend 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 considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur (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 35,5 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 :

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Trésorerie et équivalents de trésorerie	622,8	592,6
Découverts bancaires	(0,2)	(0,1)
Trésorerie nette du tableau de flux de trésorerie	622,7	592,5

NOTE 18. CAPITAUX PROPRES ET DETAIL 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 2021 et 2022 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 du fait de :

- l'exercice de 34 240 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 9,25 euros ;
- la création de 32 450 actions dans le cadre d'une augmentation de capital réservée aux salariés ;
- la création de 252 486 actions pour la fraction payée en actions du dividende au titre de l'exercice 2021 (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice ») ;
- la création de 163 018 actions dans le cadre d'un plan d'action gratuites arrivé à échéance le 11 juillet ;
- la création de 7 130 619 actions dans le cadre de la conversion des OCEANes émises le 7 octobre 2019 (se référer à la note 1.3 « événements de l'exercice »).

Ces opérations d'un montant total de 209,2 millions d'euros, dont 15,2 millions d'euros de capital social et 194,0 millions d'euros de prime d'émission, ont porté le capital social à 229,3 millions d'euros et la prime d'émission à 1 247,4 millions d'euros.

Actions propres

Au 31 décembre 2022, Neoen S.A. détient directement ou indirectement 146 347 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 25 mai 2022 a approuvé la mise en distribution d'un dividende de 0,10 euro par action avec option pour le paiement du dividende en actions nouvelles. Cette option s'est traduite par la souscription de 252 486 actions nouvelles, soit un taux de réinvestissement d'environ 80% et le versement de 2,1 millions d'euros de dividende en numéraire (se référer à la note 1.3 « événements 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		Participations ne donnant pas le contrôle	
		31.12.2022	31.12.2021	Exercice 2022	31.12.2022	Exercice 2021	31.12.2021
Nom de l'entité	Pays d'activité						
HWF 1 & Holdco	Australie	30,0%	30,0%	0,7	6,2	0,3	2,1
HWF 2 & Holdco	Australie	20,0%	20,0%	0,5	4,4	0,4	2,1
HWF 3 & Holdco	Australie	20,0%	20,0%	0,6	5,8	0,2	3,0
Hedet	Finlande	19,9%	19,9%	(0,1)	(0,2)	(0,0)	(1,0)
Hexagone	France	40,0%	40,0%	(0,0)	3,6	(0,0)	3,7
EREC	Jamaïque	50,0%	50,0%	(0,4)	(1,6)	(1,1)	(1,1)
Metoro	Mozambique	25,0%	25,0%	(0,6)	(0,4)	(0,1)	0,2
Aura Power - Rio Maior SA	Portugal	51,0%	51,0%	(0,3)	0,5	(0,1)	(0,1)
Bosona	Suède	49,0%	49,0%	(0,0)	0,5	(0,0)	0,6
Bangweulu Power Company	Zambie	19,7%	41,2%	0,2	1,8	(0,2)	0,1
Autres				(0,2)	(0,2)	(0,1)	(0,3)
Participations ne conférant pas le contrôle				0,5	20,5	(0,8)	9,2

Le résultat global, l'actif net et le tableau des flux de trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2022 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	HWF 1 & Holdco	HWF 2 & Holdco	HWF 3 & Holdco	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	4,7	2,8	3,2	0,7	(0,1)	(0,5)	0,7	(0,6)	0,8	(0,2)
Etat 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

Le résultat global, l'actif net et le tableau des flux de trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle au 31 décembre 2021 s'analyse comme suit :

	HWF 1 & Holdco	HWF 2 & Holdco	HWF 3 & Holdco	Hedet	EREC	Metoro	Bangweulu Power Company	Autres
<i>En millions d'euros</i>								
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	19,0	15,3	16,4	7,9	6,2	-	4,5	0,0
Résultat net	1,1	1,8	0,9	(0,2)	(2,2)	(0,4)	(0,5)	(0,5)
- dont part du groupe	0,8	1,4	0,7	(0,2)	(1,1)	(0,3)	(0,3)	(0,4)
- dont participations ne donnant pas le contrôle	0,3	0,4	0,2	(0,0)	(1,1)	(0,1)	(0,2)	(0,2)
Résultat global	2,5	1,9	1,7	0,2	(1,1)	(0,1)	0,3	0,1
Etat de la situation financière								
Actifs courants	4,4	3,1	3,3	3,3	5,5	13,8	4,4	1,4
Actifs non courants	118,2	110,3	119,4	91,5	51,9	28,2	40,5	16,6
Passifs courants	9,5	7,9	8,6	38,0	12,9	42,9	12,1	13,3
Passifs non courants	128,9	114,0	126,6	61,9	47,2	1,8	34,3	1,7
Actif net	(15,8)	(8,5)	(12,5)	(5,1)	(2,6)	(2,8)	(1,5)	2,9
Données relatives à la variation de trésorerie								
Flux net de trésorerie généré par les activités opérationnelles	17,4	15,1	17,4	3,1	3,3	(1,4)	1,4	2,0
Flux net de trésorerie généré par les activités d'investissement	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(2,9)	(0,4)	(17,3)	(0,0)	(3,3)
Flux net de trésorerie généré par les activités de financement	(17,3)	(15,4)	(16,6)	(5,2)	(3,9)	22,4	(3,2)	0,6
dont dividendes payés	(0,6)	-	-	-	-	-	-	-
Incidence de la variation des taux de change	0,1	0,1	0,1	-	0,3	0,7	0,3	0,0
Variation nette de la trésorerie des activités poursuivies	0,1	(0,2)	0,8	(4,9)	(0,7)	4,4	(1,5)	(0,7)
Trésorerie nette à l'ouverture	2,4	1,8	0,9	6,4	4,1	6,0	4,7	1,8
Trésorerie nette à la clôture	2,5	1,6	1,7	1,5	3,4	10,5	3,2	1,1

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)	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2020
Avant prise en compte des instruments dilutifs				
nombre d'actions	114 669 498	107 056 685	107 056 685	85 550 712
nombre d'actions auto-détenues	146 347	204 510	204 510	10 639
nombre d'actions hors auto-détenues	114 523 151	106 852 175	106 852 175	85 540 073
Nombre moyen d'actions sur la période avant dilution ⁽¹⁾	110 687 663		96 196 124	
<i>Nombre moyen d'actions ajustées ⁽³⁾</i>	<i>110 687 663</i>		<i>103 136 139</i>	
Instruments dilutifs (2)				
Actions Gratuites	558 643	726 645	726 645	537 000
Stock-options	26 620	60 860	60 860	138 166
OCEANE 2019	-	7 126 283	7 126 283	6 629 101
OCEANE 2020	3 966 664	3 955 626	3 955 626	3 679 653
OCEANE 2022	5 825 253			
TOTAL	10 377 180	11 869 414	11 869 414	10 983 920
Après prise en compte des instruments dilutifs				
nombre d'actions	125 046 678	118 926 099	118 926 099	96 534 632
nombre d'actions auto-détenues	146 347	204 510	204 510	10 639
nombre d'actions hors auto-détenues	124 900 331	118 721 589	118 721 589	96 523 993
Nombre moyen d'actions sur la période après dilution ⁽¹⁾	121 810 960		107 622 791	
<i>Nombre moyen d'actions ajustées ⁽³⁾</i>	<i>121 810 960</i>		<i>115 022 621</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) A la suite de l'augmentation de capital du 9 avril 2021 avec maintien du droit préférentiel de souscription et conformément aux dispositions légales applicables et aux stipulations des plans d'actions attribués gratuitement et plans d'options de souscription d'actions et des 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 »), le Président-directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des droits des bénéficiaires d'actions gratuites, d'options de souscription d'actions (coefficient de 1,081) et des OCEANes 2019 et des OCEANes vertes 2020 (coefficient de 1,075).

A la suite de la distribution d'un premier dividende au cours du premier semestre 2022 et conformément aux dispositions légales applicables et aux stipulations des termes et conditions des OCEANes et OCEANes vertes 2020, le Président-directeur général a procédé, sur délégation du Conseil d'administration, à l'ajustement des OCEANes 2019 et des OCEANes vertes 2020 (coefficient de 1,078).

Les OCEANes 2019 ont 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 9 avril 2021 est corrigé d'un facteur d'ajustement, traduisant l'effet de l'augmentation de capital et s'élevant à 1,075.

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

Lorsqu'une obligation légale ou contractuelle de démanteler une centrale existe, 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 2022 se présentent comme suit :

	Provisions non courantes			Provisions courantes			Total
	Provisions pour démantèlement	Autres provisions	Total	Provisions pour démantèlement	Autres provisions	Total	
<i>En millions d'euros</i>							
Au 31 décembre 2021	75,4	0,4	75,8	0,3	0,0	0,3	76,1
Constituées sur la période	21,7	-	21,7	-	-	-	21,7
Effet de l'actualisation des taux ⁽¹⁾	17,5	-	17,5	-	-	-	17,5
Désactualisation	2,0	-	2,0	-	-	-	2,0
Variations de périmètre	(1,1)	(0,0)	(1,1)	-	-	-	(1,1)
Effet de la variation des taux de change	0,2	-	0,2	(0,0)	-	(0,0)	0,2
Reclassements et autres	(0,7)	-	(0,7)	0,7	-	0,7	(0,0)
Au 31 décembre 2022	115,0	0,4	115,3	1,0	0,0	1,0	116,3

1) Dans le contexte actuel d'augmentation significative des taux d'intérêt et de l'inflation depuis le début de l'exercice, le Groupe a revu les paramètres de calcul de ses provisions pour démantèlement au 31 décembre 2022. Ces modifications ont été comptabilisées conformément à IFRIC 1 « variation des passifs existants relatifs au démantèlement ou à la remise en état et des autres passifs similaires », et ont entraîné une augmentation des provisions pour démantèlement pour un montant de 17,5 millions d'euros, en contrepartie du coût des actifs liés.

NOTE 20. FINANCEMENT ET INSTRUMENTS FINANCIERS

NOTE 20.1 RESULTAT FINANCIER

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Charges d'intérêts sur emprunt	(113,9)	(77,2)
Charges financières sur instruments dérivés	(14,9)	(23,9)
Charges d'intérêts sur obligations locatives	(6,8)	(5,4)
Coût de l'endettement financier	(135,6)	(106,5)
Produits et charges d'intérêts sur prêts d'actionnaires	(1,0)	(0,8)
Gains et pertes de change	(6,9)	(4,3)
Autres produits et charges financiers	(9,2)	(6,1)
Total autres produits et charges financiers	(17,1)	(11,2)
Résultat financier	(152,7)	(117,7)

La variation du coût de l'endettement financier s'explique :

- principalement par l'augmentation du nombre de centrales en exploitation sous financement ;
- effet partiellement compensé par l'impact du remboursement progressif des financements des centrales en opération.

La hausse des taux d'intérêts en 2022 n'a quant à elle eu qu'un impact limité sur la hausse du coût de l'endettement financier du fait de la stratégie de couverture du Groupe (se référer à la note 20.2 « dette nette »).

Les charges financières sur instruments financiers dérivés de taux correspondent au recyclage en résultat de la juste valeur des instruments financiers dérivés de taux considérés comme efficaces, précédemment accumulée en autres éléments du résultat global.

En 2022, les gains et pertes de change s'élèvent 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).

En 2021, les gains et pertes de change s'élevaient à (4,3) millions d'euros, et étaient principalement constitués par des pertes de change sur crédits de TVA libellés en pesos argentins.

Les autres produits et charges financiers sont principalement composés 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, et d'autres produits et charges financiers non récurrents. En 2022, ils comprennent notamment (1,4) million d'euros de charge nette liée au refinancement de Neoen Production 2. En 2021, ils incluaient (1,6) millions d'euros de charges supportées dans le cadre de remboursements anticipés d'emprunts.

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 emprunts sont initialement comptabilisés à la juste valeur à l'origine, diminuée des coûts de transaction qui leur sont directement attribuables. À chaque clôture, les emprunts sont évalués au coût amorti en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif et sont ventilés au bilan en :

- dettes financières non courantes pour la part exigible à plus d'un an ;
- dettes financières courantes pour la part remboursable à moins d'un an.

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 arrêlé.

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

	31.12.2022	31.12.2021
<i>En millions d'euros</i>		
Financements seniors des projets	2 717,6	2 199,6
Financements obligataires des projets	77,4	117,5
Dettes locatives	264,4	219,7
Financements corporate	409,7	338,8
Investisseurs minoritaires et autres	40,2	31,0
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	46,7
Total dettes financières	3 509,3	2 953,4
Investisseurs minoritaires et autres	(40,2)	(31,0)
Total dettes financières ajustées	3 469,1	2 922,4
Placements à court terme	(40,6)	(67,9)
Disponibilités	(582,2)	(524,6)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(622,8)	(592,6)
Dépôts de garantie	(79,0)	(67,2)
Instruments financiers dérivés de taux actifs	(302,7)	(30,4)
Total autres actifs	(381,7)	(97,6)
Total dette nette	2 464,6	2 232,2

La dette nette a augmenté de + 232,4 millions d'euros au 31 décembre 2022. Cette évolution s'explique principalement par l'émission de financements seniors pour les actifs en construction, et de nouvelles OCEANes vertes émises en 2022, effets partiellement compensés par la conversion des OCEANes 2019, le refinancement de la dette mezzanine de Neoen Production 2, et enfin l'appréciation de la juste valeur des instruments financiers dérivés de taux sur la période, dans un contexte de remontée des taux d'intérêts *forward*.

Au 31 décembre 2022, les disponibilités prises en compte dans le calcul de la dette nette incluent 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 considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur. Par ailleurs, du fait de la forte hausse des taux d'intérêts *forward* sur l'exercice, la juste valeur positive des instruments financiers de taux a fortement augmenté, pour atteindre 302,7 millions d'euros. Hors prise en compte de ces deux éléments, à caractère temporaire, la dette nette se serait établie à 2 857,6 M€.

Ventilation des dettes financières courantes / non courantes

<i>En millions d'euros</i>	Non courantes	Courantes	31.12.2022	Non courantes	Courantes	31.12.2021
Financements seniors des projets	2 331,0	386,7	2 717,6	1 795,1	404,5	2 199,6
Financements obligataires des projets	73,9	3,5	77,4	102,3	15,3	117,5
Dettes locatives	257,5	6,9	264,4	212,1	7,7	219,7
Financements corporate	407,9	1,8	409,7	337,5	1,3	338,8
Investisseurs minoritaires et autres	39,9	0,3	40,2	30,8	0,3	31,0
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	-	-	23,3	23,3	46,7
Total Dettes financières	3 110,2	399,1	3 509,3	2 501,0	452,4	2 953,4

Ventilation des dettes financières par devises

	EUR	USD	AUD	Autres	31.12.2022
<i>(contre-valeur en millions d'euros au cours de clôture)</i>					
Financements seniors des projets	1 076,2	529,1	1 112,4	-	2 717,6
Financements obligataires des projets	77,4	-	-	-	77,4
Dettes locatives	200,4	4,0	48,8	11,2	264,4
Financements corporate	409,7	0,0	0,0	0,0	409,7
Investisseurs minoritaires et autres	24,0	13,9	2,2	0,1	40,2
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	-	-	-	-
Total Dettes financières	1 787,7	547,0	1 163,3	11,3	3 509,3

	EUR	USD	AUD	Autres	31.12.2021
<i>(contre-valeur en millions d'euros au cours de clôture)</i>					
Financements seniors des projets	811,1	515,7	872,8	-	2 199,6
Financements obligataires des projets	50,9	12,7	54,0	-	117,5
Dettes locatives	161,4	12,7	45,4	0,3	219,7
Financements corporate	337,7	-	1,2	-	338,8
Investisseurs minoritaires et autres	15,9	12,8	2,3	0,1	31,0
Instruments financiers dérivés de taux passifs	13,5	12,8	20,4	-	46,7
Total Dettes financières	1 390,4	566,8	995,9	0,3	2 953,4

Ventilation des dettes financières par typologie de taux

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Dettes à taux fixes	1 690,0	1 213,5
Dettes à taux variables	1 819,3	1 693,3
Instruments financiers dérivés de taux passifs	-	46,7
Instruments financiers dérivés de taux actifs	(302,7)	(30,4)
Total des dettes financières après effet des couvertures	3 206,6	2 923,0

Les financements de projets souscrits généralement à taux variable et les flux d'intérêts variables font l'objet d'une couverture qui représente en général 75% ou plus du montant financé à taux variable.

Ventilation du total des dettes financières par échéance

En millions d'euros	A moins d'un an ⁽¹⁾	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	31.12.2022
Financements seniors des projets	386,7	713,9	1 617,1	2 717,6
Financements obligataires des projets	3,5	16,7	57,2	77,4
Dettes locatives	6,9	20,3	237,3	264,4
Financements corporate	1,8	156,1	251,8	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	910,6	2 199,6	3 509,3

En millions d'euros	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	31.12.2021
Financements seniors des projets	404,5	511,5	1 283,6	2 199,6
Financements obligataires des projets	15,3	32,3	70,0	117,5
Dettes locatives	7,7	15,4	196,6	219,7
Financements corporate	1,3	337,5	-	338,8
Investisseurs minoritaires et autres	0,3	3,8	27,0	31,0
Instruments financiers dérivés de taux passifs	23,3	14,1	9,2	46,7
Total Dettes financières	452,4	914,6	1 586,4	2 953,4

1) Au 31 décembre 2022, les financements seniors des projets à moins d'un an incluent 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) (se référer à la note 1.3 « événements de la période »).

Ventilation par flux des dettes financières

En millions d'euros	31.12.2021	Flux de trésorerie	Variations sans effet de trésorerie					31.12.2022
			Effet de la variation des taux de change	Variation de périmètre	Variation de juste valeur et coût amorti	Intérêts courus	Autres variations	
Financements seniors des projets	2 199,6	548,5	19,3	(30,7)	7,0	(0,6)	(25,4)	2 717,6
Financements obligataires des projets	117,5	(46,1)	1,9	-	3,9	0,2	-	77,4
Dettes locatives	219,7	(5,8)	0,4	(1,8)	-	0,7	51,1	264,4
Financements corporate	338,8	248,2	0,0	-	1,0	1,8	(180,2)	409,7
Investisseurs minoritaires et autres	31,0	8,4	0,8	(0,1)	-	-	(0,0)	40,2
Instruments financiers dérivés de taux passifs	46,7	-	1,6	-	(48,2)	-	-	-
Total Dettes financières	2 953,4	753,2	24,0	(32,5)	(36,4)	2,1	(154,6)	3 509,3

En millions d'euros	31.12.2020	Flux de trésorerie	Variations sans effet de trésorerie					31.12.2021
			Effet de la variation des taux de change	Variation de périmètre	Variation de juste valeur et coût amorti	Intérêts courus	Autres variations	
Financements seniors des projets	1 948,7	198,2	53,7	(7,6)	5,3	1,1	0,2	2 199,6
Financements obligataires des projets	154,4	(37,4)	0,0	-	0,6	(0,0)	(0,0)	117,5
Dettes locatives	167,9	(4,4)	1,8	(5,4)	-	(2,2)	62,0	219,7
Financements corporate	339,4	(10,1)	0,0	-	1,1	(0,0)	8,5	338,8
Investisseurs minoritaires et autres	29,2	1,1	1,0	(0,4)	-	-	0,1	31,0
Instruments financiers dérivés de taux passifs	109,8	(0,0)	2,0	(0,3)	(64,9)	-	(0,0)	46,7
Total Dettes financières	2 749,4	147,3	58,5	(13,6)	(57,9)	(1,1)	70,8	2 953,4

Financements seniors des projets

Au cours de l'exercice 2022, les financements seniors de projets ont augmenté de **+ 518,1** millions d'euros, ceci s'explique principalement par :

- de nouveaux emprunts émis dans le cadre du financement des projets du Groupe à hauteur de **856,3** millions d'euros, dont notamment :
 - o au sein de la zone Europe-Afrique pour 535,0 millions d'euros (dont Mutkalampi en Finlande pour 306,4 millions d'euros, plusieurs centrales éoliennes et solaires en France pour respectivement 165,1 millions d'euros et 49,1 millions d'euros, et plusieurs centrales solaires en Irlande pour 14,3 millions d'euros) ;
 - o au sein de la zone Australie pour 319,6 millions d'euros (dont principalement Kaban pour 140,0 millions d'euros, Western Downs pour 84,9 millions d'euros, Victorian Big Battery pour 45,6 millions d'euros, Goyder pour 33,1 millions d'euros et Capital Battery pour 15,6 millions d'euros).
- des remboursements d'emprunts réalisés pour **(307,8)** millions d'euros ;
- la variation de périmètre liée au farm-down de la centrale éolienne de Saint-Sauvant en France pour **(30,7)** millions d'euros ;
- des financements de projets reclassés en passifs destinés à être cédés pour **(25,1)** millions d'euros (correspondant à la centrale solaire de Cabrela au Portugal) ;
- l'incidence des effets de change pour **19,3** millions d'euros ;
- la variation du coût amorti des emprunts pour **7,0** millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, des financements de projets seniors ont été reclassés en financements courants pour un montant de 226,6 millions d'euros, contre 252,4 millions d'euros au 31 décembre 2021 (se référer à la note 1.3 « événements de la période »).

Financements obligataires des projets

Les financements obligataires comprennent essentiellement des dettes juniors sur des entités détenant des projets. La diminution des financements obligataires pour – 40,2 millions d'euros s'explique principalement par le refinancement de la dette mezzanine de Neoen Production 2. Celui-ci a donné lieu au remboursement intégral des trois tranches historiques (euros, dollars australiens, dollars américains) pour – 110,7 millions d'euros, et à l'émission d'une nouvelle dette, exclusivement en euros, pour + 77,7 millions d'euros nets de frais d'émission.

Dettes locatives

La hausse de + 44,7 millions d'euros par rapport à l'année précédente est principalement due à l'entrée en vigueur de nouveaux baux ou de réévaluations pour 52,4 millions d'euros, et à des remboursements pour (5,8) millions d'euros.

Financements corporate

Au 31 décembre 2022, les financements corporate correspondent principalement aux OCEANes vertes émises en juin 2020 et en septembre 2022. L'augmentation de + 70,8 millions d'euros sur la période correspond principalement à l'émission des OCEANes vertes 2022 pour + 249,8 millions d'euros (composante dette, nette de frais), compensée par la conversion des OCEANes 2019 pour – 190,8 millions d'euros (auxquels s'ajoutent – **0,4 million remboursé en numéraire**), ainsi qu'à l'amortissement des primes d'émission relatives aux OCEANes et OCEANes vertes pour + 10,6 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.

Instrument financiers dérivés de taux passifs

Au 31 décembre 2022, l'ensemble des instruments financiers dérivés de taux ont une valorisation positive du fait de la hausse importante des taux d'intérêts *forward* sur la période dans l'ensemble des zones géographiques où opère le Groupe, et sont donc présentés à l'actif.

NOTE 20.3 INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES

Principes comptables

Instrument financiers dérivés de taux

Se référer à la note 20.2 « dette nette ».

Instrument 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 2022, 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 2022 (En millions d'euros)	Actifs			Passifs		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instrument financiers dérivés énergie	41,3	4,8	46,1	32,2	12,6	44,9
Instrument financiers dérivés de taux	271,7	31,1	302,7	-	-	-
	312,9	35,9	348,8	32,2	12,6	44,9

Au 31 décembre 2021 (En millions d'euros)	Actifs			Passifs		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instrument financiers dérivés énergie	-	-	-	-	-	-
Instrument financiers dérivés de taux	30,4	-	30,4	23,3	23,3	46,7
Total	30,4	-	30,4	23,3	23,3	46,7

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 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	-

Au 31 décembre 2021 (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	30,4	30,4			30,4
Actifs financiers non-courants	2	83,0	83,0	83,0		
Autres actifs (courants et non-courants)	2	126,3	126,3	126,3		
Clients et comptes rattachés	2	81,6	81,6	81,6		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	592,6	592,6		592,6	
Total actifs financiers		914,0	914,0	291,0	592,6	30,4
Dettes financières non courantes	2	2 477,7	2 533,3	2 477,7		
Autres passifs (courants et non courants)	2	115,7	115,7	115,7		
Instruments financiers dérivés de taux	2	46,7	46,7			46,7
Dettes financières courantes	2	429,1	429,1	429,1		
Fournisseurs et comptes rattachés	2	340,4	340,4	340,4		
Total passifs financiers		3 409,4	3 465,1	3 362,8	-	46,7

NOTE 21. AUTRES PASSIFS COURANTS

NOTE 21.1 DETTES FISCALES ET SOCIALES

	31.12.2022	31.12.2021
<i>En millions d'euros</i>		
Dettes fiscales	35,6	27,4
Dettes sociales	13,1	11,7
Total dettes fiscales et sociales	48,6	39,1

NOTE 21.2 AUTRES PASSIFS COURANTS

	31.12.2022	31.12.2021
<i>En millions d'euros</i>		
Produits constatés d'avance	15,1	15,8
Autres créditeurs	142,5	29,1
Total autres passifs courants	157,6	45,0

Les produits constatés d'avance se composent essentiellement de subventions d'exploitation qui sont transférées au compte de résultat de façon linéaire selon la durée d'utilité de l'actif sous-jacent.

Au 31 décembre 2022, les autres créditeurs comprennent 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 considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur. Le solde résiduel correspond principalement à des dettes liées à des acquisitions d'actifs en développement, en Europe.

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 et préserver l'équilibre économique des projets en limitant la variabilité future de la charge financière associée à leurs financements. Ceci repose sur la mise en place d'instruments financiers de couverture.

Les couvertures sur le risque de taux d'intérêt sont effectuées au moyen d'instruments contractés de gré à gré, avec des contreparties de premier rang. Le Groupe contracte des instruments financiers, afin de couvrir son financement à taux variables, avec pour cible de couvrir à taux fixe un minimum de 75% du besoin de financement à taux variable des projets. A ce titre, le Groupe a contracté des swaps de taux qui sont qualifiés de couverture de flux de trésorerie.

Au 31.12.2022 (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 - 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	-

1) La juste valeur est uniquement composée de 302,7 millions d'euros d'instruments financiers dérivés de taux actifs 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.

Une hausse de 1% des taux d'intérêts entraînerait, compte tenu des instruments de couverture de taux en vigueur, une augmentation annuelle du coût de l'endettement financier du Groupe de + 1,4 million d'euros. Une baisse de 1% des taux d'intérêts entraînerait quant à elle une diminution annuelle du coût de l'endettement financier du Groupe de - 1,4 million d'euros.

NOTE 22.2 RISQUE DE PRIX SUR L'ENERGIE

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 31.12.2022 (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	160,1	206,1	366,2	1,2	-	2,8
Total	160,1	206,1	366,2	1,2	-	2,8

Une hausse de 5% des prix de l'électricité entraînerait une diminution de la juste valeur des instruments financiers dérivés énergie de - 13,8 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 + 14,0 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.

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 (Etats ou entreprises contrôlées par un Etat), des entreprises de distribution d'électricité et avec un nombre limité d'acheteurs privés, le Groupe considère que le risque de contrepartie lié aux créances clients est à ce jour non significatif.

Le Groupe place ses disponibilités et quasi-disponibilités auprès d'institutions financières de premier rang.

Le Groupe souscrit des dérivés de taux de gré à gré avec des banques de premier rang dans le cadre de conventions qui prévoient de compenser les montants dus et à recevoir en cas de défaillance de l'une des parties contractantes. Ces accords de compensation conditionnels ne respectent pas les critères de la norme IAS 32 « instruments financiers : présentation » pour permettre la compensation des instruments dérivés actifs et passifs au bilan.

NOTE 22.5 RISQUES DE LIQUIDITE

Le risque de liquidité correspond à l'incapacité que pourrait avoir le Groupe à faire face à ses engagements financiers immédiats ou à court terme.

Pour prévenir ce risque, le Groupe procède plusieurs fois par an à une analyse de ses besoins en liquidité sur un horizon de 12 mois glissants.

En date d'arrêté des comptes et compte tenu de ses obligations actuelles et des investissements prévus dans le cadre de l'exécution par la Société de son plan d'investissement au cours des douze prochains mois, celle-ci ne dispose pas des ressources financières suffisantes sur la période considérée.

Le montant net supplémentaire de trésorerie nécessaire à la poursuite des activités de la Société au cours des douze prochains mois est estimé à environ 335,0 millions d'euros.

Une augmentation de capital constitue ainsi la solution privilégiée par la Société pour financer la poursuite de ses activités nécessaires à son développement sur la période considérée.

Cependant, dans le cas où la Société retarderait certains projets prévus dans le cadre de l'exécution de son plan d'investissement, l'insuffisance de trésorerie n'interviendrait plus au cours des douze prochains mois.

La trésorerie détenue par les sociétés holdings et de développement s'élève au 31 décembre 2022 à 292,6 millions d'euros, contre 330,3 millions d'euros pour les sociétés projets (actifs en opération et en construction). La trésorerie des sociétés projets comprend 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 considère devoir être amené à reverser à EDF OA, conformément aux dispositions réglementaires en vigueur.

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Trésorerie et équivalents de trésorerie	622,7	592,5
Lignes de crédit corporate disponibles	288,0	238,0
Total	910,7	830,5

Lignes de crédit corporate disponibles

Le Groupe possède 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 à date, composé d'un prêt corporate de 175,0 millions d'euros, en augmentation de 50,0 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2021 à la suite de la signature d'un amendement avec ses banques prêteuses au cours de l'exercice, 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.

Lignes de crédit accordées aux projets

Au 31 décembre 2022, le Groupe bénéficie d'engagements reçus au titre de ses financements de projets et d'exploitation pour un montant de 547,3 millions d'euros non utilisés à cette date (se référer note 23.2 « engagements hors bilan reçus »).

NOTE 22.6 RISQUES LIES AUX EVOLUTIONS REGLEMENTAIRES

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 Etats.

Dans certains pays, les Etats 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 DONNES

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2022	31.12.2021
Garanties accordées à des fournisseurs	1 036,1	416,4
Maintenance	1 712,1	1 425,0
Autres engagements	358,8	283,1
Engagements donnés liés aux activités opérationnelles	3 107,0	2 124,4
Actifs donnés en garantie	4 728,4	3 836,2
Engagements donnés liés aux activités de financement	4 728,4	3 836,2
Total des engagements hors bilan donnés	7 835,4	5 960,6

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>	31.12.2022	31.12.2021
Engagements d'achat d'énergie	7 079,1	6 188,8
Autres engagements reçus	4 162,2	2 897,3
Engagements reçus liés aux activités opérationnelles	11 241,4	9 086,1
Lignes de crédits accordées aux projets	547,3	753,8
Lignes de crédits corporate accordées	288,0	238,0
Engagements reçus liés aux activités de financement	835,3	991,8
Total des engagements hors bilan reçus	12 076,6	10 077,9

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 LIEES

Les comptes consolidés du groupe Neoen sont intégrés par intégration globale dans les comptes consolidés de la société mère de Neoen, Impala qui détient 44,59% de son capital. Au cours de l'exercice 2022, 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 non significatifs.

La rémunération des principaux dirigeants est fournie en note 7.2.

NOTE 25. HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

<i>En millions euros</i>	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

<i>En millions euros</i>	Deloitte	RSM	Autres réseaux	Exercice 2021
Neoen SA				
Audit Légal	0,1	0,1	-	0,2
SACC ⁽¹⁾	0,2	0,1	-	0,2
Filiales				
Audit Légal	0,9	-	0,2	1,1
Total	1,2	0,1	0,2	1,5

1) Les SACC contiennent principalement les honoraires relatifs à l'augmentation de capital du 9 avril 2021.

NOTE 26. EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLÔTURE

Cession de la centrale solaire de Cabrela au Portugal

Le 28 octobre 2022, le Groupe a signé un accord en vue de céder à Cubico 100% de ses parts dans la centrale solaire de Cabrela au Portugal, d'une puissance de 13,2 MWc, et sur la base d'une valeur d'entreprise de 50,7 millions d'euros. Cette cession a été formellement conclue le 22 février 2023 pour un produit net supérieur à 25,0 millions d'euros, qui sera enregistré en 2023 en autres produits opérationnels courants dans les comptes du Groupe.

2.2 COMPTES ANNUELS DE NEOEN S.A. AU 31 DECEMBRE 2022

2.2.1 COMPTE DE RESULTAT

(En millions d'euros)	Notes	Exercice 2022	Exercice 2021
Chiffre d'affaires	3.1	85,8	79,2
Autres produits ⁽¹⁾		3,0	1,8
PRODUITS D'EXPLOITATION		88,8	81,0
Autres achats et charges externes	5.1	(59,6)	(46,1)
Charges externes	5.1	(59,6)	(46,1)
Impôts, taxes et versements assimilés		(1,2)	(1,0)
Salaires et traitements	8.1	(15,7)	(20,4)
Charges sociales	8.1	(8,7)	(7,4)
Charges de personnel	8.1	(24,4)	(27,8)
Dotations aux amortissements sur immobilisations	14 et 15	(0,6)	(0,8)
Dotations aux amortissements sur charges d'exploitation ⁽²⁾		(2,0)	(1,2)
Pertes et gains de change		(0,0)	(0,1)
Autres charges ⁽³⁾		(0,3)	(0,3)
CHARGES D'EXPLOITATION		(88,1)	(77,2)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		0,8	3,8
Produits financiers	10.1	68,9	54,0
Charges financières	10.1	(22,1)	(15,9)
Résultat financier	10.1	46,8	38,1
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS		47,6	41,9
Produits exceptionnels	11	9,0	14,7
Charges exceptionnelles	11	(7,5)	(13,8)
Résultat exceptionnel	11	1,5	1,0
Intéressement / participation des salariés aux résultats de l'entreprise		(1,2)	(1,0)
Impôts sur les bénéfices	12	(0,2)	(6,1)
RESULTAT NET		47,7	35,8

1) Comprennent sur l'exercice 2022, les 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 millions d'euros).

En 2021, il s'agissait principalement de transferts de charges relatifs aux frais et honoraires liés à l'extension de deux ans de la maturité d'un crédit syndiqué (0,9 million d'euros), de la reprise de dépréciation du compte courant BE Laneuveville à la suite de l'absorption de cette entité par Neoen Services (0,6 million d'euros), ainsi que de gains de change sur dettes et créances commerciales (0,2 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.

2.2.2 BILAN ACTIF

<i>(En millions d'euros)</i>	Notes	Brut 31.12.2022	Amort/dépr	Net 31.12.2022	Net 31.12.2021
Immobilisations incorporelles	14	2,7	(2,1)	0,6	0,5
Immobilisations corporelles	14	4,0	(1,3)	2,7	1,5
Titres de participation	15	78,2	-	78,2	70,4
Créances rattachées à des participations	15	1 763,6	-	1 763,6	1 375,7
Dépôts et cautions	15	14,8	-	14,8	14,2
Autres immobilisations financières	15	5,4	(0,0)	5,3	7,8
Immobilisations financières	15	1 861,9	(0,0)	1 861,9	1 468,1
ACTIF IMMOBILISÉ		1 868,5	(3,4)	1 865,2	1 470,1
Avances et acomptes		2,8	-	2,8	2,2
Clients et comptes rattachés	3.2	16,2	-	16,2	36,5
Autres créances	3.2	10,2	-	10,2	3,6
Créances	3.2	29,3	-	29,3	42,2
Disponibilités et divers		246,4	-	246,4	279,6
ACTIF CIRCULANT		275,6	-	275,6	321,9
Charges constatées d'avance	16	0,7	-	0,7	0,4
Charges à répartir	16	5,5	-	5,5	4,5
Écart de conversion actif	16	0,1	-	0,1	0,6
TOTAL ACTIF		2 150,4	(3,4)	2 147,1	1 797,5

2.2.3 BILAN PASSIF

<i>(En millions d'euros)</i>	Notes	31.12.2022	31.12.2021
Capital social	13	229,3	214,1
Primes d'émission, de fusion, d'apport	13	1 247,4	1 053,4
Réserve légale	13	6,5	4,7
Autres réserves	13	76,7	53,8
Report à nouveau	13	8,0	8,0
Résultat de l'exercice	13	47,7	35,8
CAPITAUX PROPRES	13	1 615,7	1 369,8
Provisions pour risques et charges	7	2,5	5,0
Provisions pour pertes de change	7	0,1	0,6
PROVISIONS	7	2,6	5,6
Emprunts obligataires convertibles	10.2	473,0	371,2
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	10.2	-	0,0
Emprunts et dettes financières divers	10.2	20,6	20,0
Dettes financières	10.2	493,6	391,2
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	5.2	18,7	11,2
Dettes fiscales et sociales	9	15,2	19,3
Dettes d'exploitation		33,9	30,5
Autres dettes	9	0,2	0,2
Produits constatés d'avance	9	0,3	0,0
DETTES		527,9	421,9
Écart de conversion passif	17	0,9	0,2
TOTAL PASSIF		2 147,1	1 797,5

2.2.4 NOTES ANNEXES AUX COMPTES ANNUELS

Note 1. Règles et méthodes comptables	110
Note 2. Activité de la société et faits marquants de l'exercice.....	110
Note 3. Ventes.....	112
Note 4. Echancier des créances	113
Note 5. Achats.....	113
Note 6. Echancier des dettes	114
Note 7. Provisions.....	115
Note 8. Charges de personnel et rémunération des organes de direction et d'administration.....	116
Note 9. Etat des autres dettes.....	117
Note 10. Eléments financiers	118
Note 11. Résultat exceptionnel	119
Note 12. Impôts.....	120
Note 13. Capitaux propres	121
Note 14. Immobilisations corporelles et incorporelles	122
Note 15. Immobilisations financières.....	124
Note 16. Comptes de régularisation actif	125
Note 17. Comptes de régularisation passif	125
Note 18. Tableau/liste des filiales et participations.....	126
Note 19. Autres informations.....	126
Note 20. Engagements hors bilan	127
Note 21. Evènements postérieurs à la clôture	127

NOTE 1. REGLES ET METHODES COMPTABLES

Etablissement des comptes

Les comptes sociaux au 31 décembre 2022 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 2021.

Changement de méthode d'évaluation

Néant.

Changement de méthode de présentation

Néant.

NOTE 2. ACTIVITE DE LA SOCIETE 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 14 mars 2022, le conseil d'administration a décidé d'attribuer gratuitement 164 046 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 dans le 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.

Augmentation de capital réservée aux salariés

Le 19 avril 2022, Neoen S.A. a mis en œuvre une augmentation de capital réservée à ses salariés et mandataires sociaux en France. Ce plan proposait à chaque bénéficiaire, l'acquisition d'un nombre maximum de 118 actions nouvelles au prix préférentiel de souscription de 22,30 euros par action (bénéficiant d'une décote de 30 % par rapport à la moyenne des cours de l'action des vingt dernières séances de bourse précédant le jour de fixation du prix par le Président-directeur général, le 14 mars 2022, 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 32 450 actions d'une valeur nominale de 2 euros correspondant à une augmentation de capital de 394 267,50 euros dont 329 367,50 euros de prime d'émission.

Paiement du dividende au titre de l'exercice 2021

Lors de l'Assemblée Générale du 25 mai 2022, les actionnaires ont approuvé la première mise en distribution d'un dividende dans l'histoire du Groupe, à hauteur de 0,10 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.

A la clôture de la période d'exercice de l'option (du 3 juin 2022 au 17 juin 2022 inclus), près de 80 % des droits ont été exercés en faveur du paiement du dividende en actions.

Cette opération a entraîné la création de 252 486 actions ordinaires nouvelles (représentant après augmentation de capital environ 0,2 % du capital), et le versement de 2,1 millions d'euros de dividende en numéraire.

Emission d'OCEANes vertes

Le 14 septembre 2022, Neoen S.A. a procédé à l'émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes pour un montant nominal de 300 millions d'euros.

Ces obligations ont été émises avec une dénomination de 100 000 euros chacune et portent intérêt à un taux annuel de 2,875%, payable semestriellement à terme échu les 14 mars et 14 septembre de chaque année, et pour la première fois le 14 mars 2023.

Le prix de conversion / d'échange a été fixé à 51,4999 euros, correspondant à une prime de 35% par rapport au cours de référence de l'action de la Société. A moins qu'elles n'aient été converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, ces obligations seront remboursées au pair le 14 septembre 2027.

Conversion d'OCEANes

La société a procédé le 28 octobre 2022, conformément à leurs termes et conditions, au remboursement anticipé, de la totalité des obligations à option de conversion en actions nouvelles et/ou d'échange en actions existantes (OCEANes) de la Société, émises le 7 octobre 2019 et à échéance octobre 2024, d'un montant d'environ 200 millions d'euros.

Les porteurs d'obligations avaient la faculté d'exercer leur droit à l'attribution d'actions Neoen à raison de 1,078 actions Neoen pour 1 obligation présentée jusqu'au 19 octobre 2022. Le nombre d'obligations présentées à la conversion s'est élevé à 6 614 676 obligations (soit 99,78 % de l'ensemble des obligations émises), soit un montant nominal total de 199 564 774,92 euros. Neoen a ainsi émis au total 7 130 619 actions nouvelles par application du ratio d'attribution de 1,078 actions par obligation. Les 14 425 obligations non présentées à la conversion ont été remboursées en numéraire le 28 octobre 2022 pour un montant total de 435 672, 94 euros.

Augmentations de capital

Au cours de l'exercice, des augmentations du capital social ont été réalisées du fait de :

- L'exercice de droits de conversion et/ou d'échange des OCEANes à échéance 2024, entraînant la création de 7 130 619 actions ;
- La création de 252 486 actions dans le cadre du paiement de dividendes réalisé le 23 juin ;
- La création de 163 018 actions dans le cadre d'un plan d'attribution d'actions gratuites arrivé à échéance le 11 juillet ;
- La création de 32 450 actions dans le cadre d'une augmentation de capital réservée aux salariés ;
- L'exercice de 34 240 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 9,25 euros

Ces opérations, d'un montant de 209 183 736,40 euros, dont 193 958 110,40 euros de prime d'émission, ont porté le capital social à 229 338 996 euros (se référer à la note 13).

Conflit russo-ukrainien

Neoen n'a pas d'activité et ne dispose d'aucun actif en Russie et en Ukraine.

Ainsi, le conflit en cours en Ukraine n'a, à ce jour, pas eu d'incidence significative sur Neoen S.A. ni sur la continuité de son activité. Toutefois, en l'absence de visibilité sur la suite de ce conflit, Neoen considère que ses activités pourraient être affectées, à l'avenir, par les impacts potentiels de ce conflit sur l'économie mondiale.

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 :

<i>(En millions d'euros)</i>	France	Export	Total
Prestations de services	58,5	27,4	85,8
Chiffre d'affaires	58,5	27,4	85,8
Proportion en %	68%	32%	100%

NOTE 3.2 CREANCES 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.

Etat des créances d’exploitation

Le poste se décompose de la façon suivante :

<i>(En millions d'euros)</i>	Valeur brute 31.12.2022	Dépréciation	Valeur nette 31.12.2022	Valeur nette 31.12.2021
Créances clients et comptes rattachés	16,2	-	16,2	36,5
Autres créances	10,2	-	10,2	3,6
Avances et acomptes	2,8	-	2,8	2,2
TOTAL	29,3	-	29,3	42,2

La diminution des créances clients s’explique principalement par la baisse des créances relatives aux conventions de développement, principalement avec des sociétés projets françaises, non encore encaissées au 31/12/2022, mais dont les encaissements interviendront au cours de l’année 2023.

Les autres créances sont principalement composées de créances fiscales liées à des crédits d’impôt et à de la TVA à récupérer.

NOTE 4. ECHEANCIER DES CREANCES

<i>(En millions d'euros)</i>	Valeur brute 31.12.2022	< 1 an	> 1 an	Dont entrep. liées
Créances rattachées à des participations	1 763,6		1 763,6	1 763,6
Titres de participation	78,2		78,2	78,2
Dépôts et cautions	14,8	0,1	14,7	
Autres immobilisations financières	5,4	2,6	2,8	
Total de l'actif immobilisé	1 861,9	2,7	1 859,2	1 841,8
Clients	16,2	16,2		
État – Taxes sur la valeur ajoutée	4,1	4,1		
État – Autres impôts et taxes	5,1	5,1		
Débiteurs divers	3,8	3,8		
Total de l'actif circulant	29,3	29,3	-	-
Charges constatées d'avance	0,7	0,7		
TOTAL	1 891,9	32,6	1 859,2	1 841,8

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.

<i>(En millions d'euros)</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Frais de développement France	(6,1)	(6,5)
Frais de développement internationaux	(34,5)	(25,3)
Études & sous-traitance	(2,0)	(1,6)
Honoraires	(9,8)	(7,4)
Autres charges	(7,3)	(5,3)
TOTAL	(59,6)	(46,1)

Le groupe a intensifié ses investissements dans le développement de ses projets à l'international (+ 9,1 millions d'euros), principalement en Australie, Finlande et Italie.

NOTE 5.2 DETTES D'EXPLOITATION

Principe comptable

Les dettes sont comptabilisées à leur valeur nominale.

Etat des dettes d'exploitation

Le poste se décompose de la façon suivante :

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2022	31.12.2021
Fournisseurs - Groupe	11,4	5,3
Fournisseurs - Hors Groupe	1,8	3,0
Factures non parvenues - Groupe	1,0	0,0
Factures non parvenues - Hors Groupe	4,5	2,9
TOTAL	18,7	11,2

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. ECHEANCIER DES DETTES

<i>(En millions d'euros)</i>	Valeur brute 31.12.2022	< 1 an	De 1 à 5 ans	> 5 ans	Dont entrepr. liées
Emprunts obligataires convertibles	473,0	3,0	470,0		
Emprunts et dettes financières divers	20,6			20,6	16,7
Fournisseurs et comptes rattachés	18,7	18,7			
Personnel et comptes rattachés	4,9	4,9			
Sécurité sociale et autres organismes sociaux	3,9	3,9			
Etats et autres collectivités publiques :	6,5	6,5			
> Taxe sur la valeur ajoutée	5,8	5,8			
> Autres impôts et comptes rattachés	0,7	0,7			
Autres dettes	0,2	0,2			
Produits constatés d'avance	0,3	0,3			
TOTAL	527,9	37,3	470,0	20,6	16,7

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 :

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2021	Dotations	Reprises utilisées	Reprises non utilisées	31.12.2022
Provisions pour litiges	0,4				0,4
Provisions pour risques	-				-
Provisions pour charges ⁽¹⁾	4,7	2,7	(5,3)		2,1
Provisions pour pertes de change	0,6	1,2	(1,7)		0,1
TOTAL	5,6	3,9	(7,0)	-	2,6

1) Au 31 décembre 2022, les provisions sur les actions auto-détenues s'élèvent à 2,1 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 2023, 2024 et 2025. Elles sont ainsi dépréciées au prorata du temps écoulé sur la durée totale des plans.

NOTE 8. CHARGES DE PERSONNEL ET REMUNERATION 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

<i>(En millions d'euros)</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Charges de personnel		
Salaires et traitements	(15,7)	(20,4)
Charges sociales	(8,7)	(7,4)
CHARGES DE PERSONNEL	(24,4)	(27,8)
Équivalent temps pleins (ETP) – Moyen		
Cadres	166	140
Employés et agent de maîtrise	3	3
EFFECTIF	169	143

La diminution du poste salaires et traitement est due principalement à :

- L'impact de plans d'actions gratuites au bénéfice des salariés pour + 6,6 millions d'euros. Les actions auto-détenues sont dépréciées au prorata du temps écoulé sur la durée totale des plans, générant une charge de (2,4) millions d'euros sur l'exercice 2022. En 2021, (9,0) millions d'euros avaient été reconnus au titre de l'impact de plans d'actions gratuites.
- La hausse de la masse salariale pour - 1,9 millions d'euros, liée essentiellement à l'augmentation des effectifs sur l'exercice.

Les charges sociales, en revanche, progressent de - 1,3 millions d'euros en raison principalement :

- De la hausse de la masse salariale (0,8 million d'euros).
- De la hausse des provisions au titre des cotisations sociales dans la cadre des plans d'actions gratuites en cours et arrivant à échéance en 2023, 2024 et 2025 (0,5 million d'euros).

NOTE 8.2 CARACTERISTIQUES DES PLANS D'OPTIONS D'ACHAT OU DE SOUSCRIPTION D' ACTIONS ET DES PLANS D'ATTRIBUTION D' ACTIONS GRATUITES AUX SALARIES

Plans d'options d'achat ou de souscriptions d'actions

Date d'attribution	Nombre d'options attribuées	Date de départ d'exercice	Date d'expiration d'exercice	Prix d'exercice	Nombre d'options en circulation
30/05/2018	45 000	31/05/2021	30/05/2023	9,25 €	15 810
05/07/2018	65 000	06/10/2021	05/07/2023	9,25 €	10 810
TOTAL	110 000				26 620

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)
02/07/2020	140 000	03/07/2023	-	115 291
10/03/2021	272 302	11/03/2024	-	279 306
14/03/2022	164 046	14/03/2025	-	164 046
TOTAL	576 348			558 643

1) A 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).

NOTE 9. ETAT DES AUTRES DETTES

(En millions d'euros)	31.12.2022	31.12.2021
Dettes sociales	8,7	7,5
Dettes fiscales	6,5	11,8
Autres dettes	0,2	0,2
Produits constatés d'avance	0,3	0,0
TOTAL	15,6	19,4

La diminution, à hauteur de 5,3 millions d'euros, des dettes fiscales est essentiellement liée :

- Aux dettes de TVA collectées sur les facturations de conventions de développement (3,0 millions d'euros)
- A l'impôt sur les sociétés (2,3 millions d'euros) du fait notamment de la comptabilisation en 2022 d'une créance vis-à-vis de l'Etat relative à des crédits d'impôt liés à l'activité de filiales argentines.

NOTE 10. ELEMENTS 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 RESULTAT FINANCIER

(En millions d'euros)	Exercice 2022	Exercice 2021
Produits financiers	68,9	54,0
Produits financiers de participations	59,7	48,5
Autres intérêts et produits assimilés	5,5	1,3
Reprises sur provisions et transferts de charges	0,8	2,3
Gains de change	2,8	1,9
Charges financières	(22,1)	(15,9)
Dotations financières aux amortissements et provisions	(0,1)	(0,6)
Intérêts et charges assimilées	(17,6)	(13,3)
Pertes de change	(4,4)	(2,0)
RESULTAT FINANCIER	46,8	38,1

La progression du résultat financier s'explique principalement par :

- L'augmentation des intérêts sur comptes courants d'associés pour + 11,2 millions d'euros, liée à la poursuite de la croissance des investissements réalisés dans de nouveaux projets
- La hausse des plus-values sur cession de titres dans le cadre du contrat de liquidité (+ 0,7 million d'euros)
- L'augmentation des charges d'intérêts associées aux OCEANes (- 1,8 millions d'euros). Les nouvelles OCEANes ont été émises en septembre 2022 pour un montant nominal de 300 millions d'euros et un taux d'intérêts de 2,875% alors que les OCEANes converties et remboursées en octobre 2022 portaient sur 200 millions d'euros à un taux d'intérêts de 1,875%
- Des pertes de change nettes, associées à l'activité de la société, en hausse (- 1,5 millions d'euros)

NOTE 10.2 ETAT DES DETTES FINANCIERES

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2022	31.12.2021
Emprunts	470,0	370,0
Intérêts courus sur emprunts	3,0	1,2
Autres dettes financières	20,6	20,0
TOTAL	493,6	391,2

La hausse des emprunts au cours de l'exercice 2022 s'explique principalement par l'émission de nouvelles OCEANes vertes à échéance 2027 (300 millions d'euros) partiellement compensée par la conversion et le remboursement des OCEANes émises en 2019 (200 millions d'euros).

NOTE 11. RESULTAT EXCEPTIONNEL

<i>(En millions d'euros)</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Produits exceptionnels	9,0	14,7
Produits exceptionnels sur opérations de gestion	-	-
Produits exceptionnels sur opérations en capital	1,7	1,1
Reprises sur provisions et transferts de charges	7,3	13,7
Charges exceptionnelles	(7,5)	(13,8)
Charges exceptionnelles sur opérations de gestion	(2,5)	(9,0)
Charges exceptionnelles sur opérations en capital	(4,9)	(4,8)
RESULTAT EXCEPTIONNEL	1,5	1,0

Les produits exceptionnels sur opérations en capital sont liés aux produits de cessions de filiales à d'autres 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, pour (7,3) millions d'euros, lié d'une part aux actions ayant été définitivement attribuées lors de l'arrivée à échéance, le 11 juillet 2022, 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. IMPOTS

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 2022 est la suivante : Neoen Biopower, 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 III.

Les filiales ci-après ont rejoint le groupe d'intégration fiscale à compter du 1^{er} janvier 2022 : Zambian Sunlight, Neoen Production 3, Neoen Zéphyr, Neoen Finland III.

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 2022, le montant de l'impôt dû par Neoen SA s'élève à 2,6 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	47,7	7,8	14,6	40,9		40,9
Neoen International	(6,6)	10,2	4,4	(0,8)		(0,8)
Neoen Services	(0,2)	0,2	-	(0,0)		(0,0)
Neoen Eolienne	1,6	0,0	1,5	0,1		0,1
Neoen Solaire	0,0	0,1	-	0,1		0,1
Neoen Préfinancement France	(0,0)	-	-	(0,0)		(0,0)
Neoen Production 2	(6,9)	1,5	2,2	(7,5)		(7,5)
Neoen Production 3	(0,0)	-	-	(0,0)		(0,0)
Neoen Investissement	0,8	3,6	0,0	4,4		4,4
Neoen Northern Hemisphere	(5,6)	4,5	0,0	(1,0)		(1,0)
Zambian Sunlight One	(0,7)	0,2	0,1	(0,6)		(0,6)
Neoen Holding Jamaica	0,3	0,2	-	0,6		0,6
Neoen Holding Mexico	5,0	1,6	0,4	6,1		6,1
Neoen Holding El Salvador	(0,6)	0,5	0,4	(0,5)		(0,5)
Neoen Zephyr	4,3	1,5	-	5,7	(1,8)	4,0
Neoen Holding Finland III	(1,8)	0,0	-	(1,8)		(1,8)
Neoen Holding Mexico II	(1,1)	0,1	-	(1,0)		(1,0)
Neoen Investissement II	(0,0)	-	-	(0,0)		(0,0)

TOTAL	36,2	32,0	23,7	44,5	(1,8)	42,8
--------------	-------------	-------------	-------------	-------------	--------------	-------------

Réintégrations/déductions propre à l'Intégration Fiscale (15,7)

Résultat de l'Intégration Fiscale 27,0

Consommation des déficits de l'Intégration Fiscale -

Résultat après utilisation 27,0

Impôt dû 6,8

Montant de la Contribution Sociale sur l'IS 0,2

Crédits d'impôt (0,1)

Produit d'intégration fiscale (4,3)

Impôts sur les bénéfices 2,6

Détermination des résultats fiscaux individuels sans le bénéfice de l'intégration fiscale

	Calculé sans le bénéfice de l'intégration fiscale				
	Résultat fiscal	Report déficitaire 31.12.2021	Consommation du déficit	Base taxable	IS théorique
Neoen	40,9	-	-	40,9	10,5
Neoen International	(0,8)	11,4	-	(0,8)	-
Neoen Services	(0,0)	-	-	(0,0)	-
Neoen Eolienne	0,1	-	-	0,1	0,0
Neoen Solaire	0,1	-	-	0,1	0,0
Neoen Préfinancement France	(0,0)	0,2	-	(0,0)	-
Neoen Production 2	(7,5)	18,2	-	(7,5)	-
Neoen Production 3	(0,0)	0,1	-	(0,0)	-
Neoen Investissement	4,4	-	-	4,4	1,1
Neoen Northern Hemisphere	(1,0)	2,1	-	(1,0)	-
Zambian Sunlight One	(0,6)	0,8	-	(0,6)	-
Neoen Holding Jamaica	0,6	-	-	0,6	0,1
Neoen Holding Mexico	6,1	-	-	6,1	1,6
Neoen Holding El Salvador	(0,5)	1,6	-	(0,5)	-
Neoen Zephyr	5,7	1,8	(1,8)	4,0	1,0
Neoen Holding Finland III	(1,8)	1,1	-	(1,8)	-
Neoen Holding Mexico II	(1,0)	-	-	(1,0)	-
Neoen Investissement II	(0,0)	0,0	-	(0,0)	-

NOTE 13. CAPITAUX PROPRES

Capital social

Le 19 avril 2022, 32 450 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 394 267,50 euros, dont 329 367,50 euros de prime d'émission, portant le capital social à 214 178 270 euros.

Ce même jour, la société a constaté l'exercice de 14 215 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 9,25 euros, pour un montant total de 131 488,75 euros, dont 103 058,75 euros de prime d'émission, portant le capital social à 214 206 700 euros.

Entre le 19 avril 2022 et le 23 juin 2022, 3 000 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 9,25 euros ont été exercées, pour un montant total de 27 750 euros, dont 21 750 euros de prime d'émission, portant, en date du 23 juin 2022, le capital social à 214 212 700 euros.

Le 23 juin 2022, il a été émis, dans le cadre de l'option de paiement du dividende en action attaché à l'exercice 2022, 252 486 actions nouvelles au prix unitaire de 33,99 euros, soit une augmentation du capital d'un montant nominal de 504 972 euros, assortie d'une prime d'émission de 8 077 027,14 euros.

Le capital social a ainsi été porté à 214 717 672 euros.

Le 11 juillet 2022, 163 018 actions ont été créées dans le cadre de l'arrivée à échéance d'un plan d'actions gratuites, portant ainsi le capital social à 215 043 708 euros.

Le 26 octobre 2022, 7 130 619 actions ont été créées dans le cadre de la conversion des OCEANes arrivant à échéance le 7 octobre 2024, portant ainsi le capital social à 229 304 946 euros. L'augmentation de capital était assortie d'une prime d'émission d'un montant total de 185 303 475,76 euros.

Au cours du second semestre 2022, 17 025 options de souscription d'actions à un prix d'exercice de 9,25 euros ont été exercées, pour un montant total de 157 481,25 euros, dont 123 431,25 euros de prime d'émission, portant le capital social à 229 338 996 euros.

Au 31 décembre 2022, le capital social est ainsi divisé en 114 669 498 actions ordinaires entièrement libérées, d'une valeur nominale de 2 euros.

Actions propres

Au 31 décembre 2021, Neoen SA détenait 204 510 actions (dont 52 961 issues d'un contrat de liquidité).

Neoen a signé, le 17 mars 2022, un mandat pour le rachat d'un maximum de 50 000 actions sur une période allant du 17 mars 2022 au 24 mai 2022, pour un prix maximum d'achat de 35 euros par action. Dans le cadre de ce mandat, 1 000 actions ont été acquises sur la période pour un montant de 35 000 euros.

Le 11 juillet 2022, la Société a utilisé 129 724 de ses actions auto-détenues pour servir un plan d'actions gratuites arrivé à échéance.

Neoen a signé, le 3 octobre 2022, un mandat pour le rachat d'un maximum de 50 000 actions sur une période allant du 4 octobre 2022 au 31 décembre 2022, pour un prix maximum d'achat de 36 euros par action. Dans le cadre de ce mandat, 50 000 actions ont été acquises pour un montant de 1,7 millions d'euros.

Neoen SA détient ainsi au 31 Décembre 2022, 146 347 actions propres (dont 73 522 issues d'un contrat de liquidité) pour un montant net de 3,2 millions d'euros.

Tableau de variation des capitaux propres

<i>(En millions d'euros)</i>	Ouverture	Augmentations	Diminutions	Clôture
Capital social ou individuel	214,1	15,2		229,3
Primes d'émission	1 053,4	194,0	0,0	1 247,4
Réserve légale	4,7	1,8		6,5
Autres réserves	53,8	23,3	0,4	76,7
Report à nouveau	8,0			8,0
Résultat de l'exercice	35,8	47,7	35,8	47,7
TOTAL	1 369,8	282,0	36,1	1 615,7

Le résultat de l'année 2021 de 35,8 millions d'euros a été partiellement distribué en dividendes pour 10,7 millions d'euros. 23,3 millions d'euros ont été affectés au poste « Autres réserves » et 1,8 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.

Etat des immobilisations corporelles et incorporelles en valeurs brutes

(En millions d'euros)	31.12.2021	Acquisitions	Cessions	31.12.2022
Logiciels	-	-	-	-
Autres immobilisations incorporelles	2,3	0,1	-	2,3
Immobilisations incorporelles en cours	0,1	0,3	-	0,3
Immobilisations incorporelles	2,3	0,3	-	2,7
Terrains	0,0	-	-	0,0
Matériel de bureau, informatique et mobilier	1,3	0,3	-	1,6
Autres immobilisations corporelles	0,3	2,0	-	2,3
Immobilisations corporelles en cours	0,9	-	0,9	0,0
Immobilisations corporelles	2,5	2,3	0,9	4,0
TOTAL	4,8	2,7	0,9	6,6

Etat des amortissements/dépréciations - immobilisations corporelles et incorporelles

(En millions d'euros)	31.12.2021	Amortissements		Dépréciations		31.12.2022
		Dotations	Reprises	Dotations	Reprises	
Logiciels	-	-	-	-	-	-
Autres immobilisations incorporelles	(1,9)	(0,2)	-	-	-	(2,1)
Immobilisations incorporelles en cours	-	-	-	-	-	-
Immobilisations incorporelles	(1,9)	(0,2)	-	-	-	(2,1)
Matériel de bureau, informatique et mobilier	(1,0)	(0,7)	0,5	-	-	(1,3)
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-	-	-
Immobilisations corporelles	(1,0)	(0,7)	0,5	-	-	(1,3)
TOTAL	(2,9)	(0,9)	0,5	-	-	(3,3)

NOTE 15. IMMOBILISATIONS FINANCIERES

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 2022, 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.

Etat des immobilisations financières en valeurs brutes

(En millions d'euros)	31.12.2021	Augmentations	Diminutions	31/12/2022
Titres de participation	70,4	7,9	(0,2)	78,2
Créances rattachées à des participations	1 375,7	429,0	(41,1)	1 763,6
Dépôts et cautions	14,2	0,8	(0,2)	14,8
Autres immobilisations financières	7,8	6,5	(8,9)	5,4
TOTAL	1 468,1	444,3	(50,4)	1 861,9

L'augmentation des titres de participation (+ 7,9 millions d'euros) et des créances rattachées à des participations (+ 429,0 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 Australie pour 204 millions d'euros et en Europe pour 167 millions d'euros, auxquels s'ajoutent les intérêts liés à la rémunération des comptes courants pour 15 millions d'euros.

La diminution des créances (- 41,1 millions d'euros) est principalement liée aux remontées de trésorerie de centrales en opération.

Les autres immobilisations financières ont diminué de - 2,4 millions d'euros sur l'exercice en raison de l'attribution définitive d'actions dans le cadre du plan d'attribution d'actions gratuites arrivé à échéance le 11 juillet 2022 pour (4,9) millions d'euros. Cette attribution est compensée par l'acquisition de nouvelles actions auto-détenues pour 1,7 millions d'euros et l'acquisition d'actions dans le cadre du contrat de liquidité pour 0,8 million d'euros.

Etat des amortissements/dépréciations - immobilisations financières

(En millions d'euros)	31.12.2021	Dotations	Reprises	31.12.2022
Titres de participation	-			-
Créances rattachées à des participations	-			-
Dépôts et cautions	-			-
Autres immobilisations financières	-	(0,6)	0,5	(0,0)
TOTAL	-	(0,6)	0,5	(0,0)

NOTE 16. COMPTES DE REGULARISATION ACTIF

(En millions d'euros)	31.12.2022	31.12.2021
Charges constatées d'avance	0,7	0,4
Charges à répartir ⁽¹⁾	5,5	4,5
Ecart de conversion actif	0,1	0,6
TOTAL	6,3	5,5

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 2022, 2,7 millions d'euros ont été amortis.

NOTE 17. COMPTES DE REGULARISATION PASSIF

(En millions d'euros)	31.12.2022	31.12.2021
Ecart de conversion passif	0,9	0,2
TOTAL	0,9	0,2

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 INTERNATIONAL	EUR	100	(9 692)	(6 592)	100,0%	100	100	633 628	0	0	0
NEOEN SERVICES	EUR	539	539	(189)	100,0%	9	9	1 708	0	0	1 000
NEOEN EOLIENNE	EUR	37	16 435	1 608	100,0%	37	37	18 221	0	0	4 000
NEOEN SOLAIRE	EUR	37	2 141	7	100,0%	37	37	31 463	0	10	300
NEOEN BIOPOWER	EUR	37	7	(10)	100,0%	37	37	0	0	0	230
NEOEN PRODUCTION 1	EUR	10	(4 834)	2 676	100,0%	10	10	0	0	0	0
NEOEN PRODUCTION 2	EUR	50 003	52 312	(6 910)	100,0%	50 003	50 003	62 941	0	0	0
NEOEN PRODUCTION 3	EUR	3	(76)	(10)	100,0%	3	3	123 773	0	0	0
EOLIENNES VESLY	EUR	10	(75)	(9)	100,0%	10	10	423	0	0	0
CENTRALE EOLIENNE CHAMPS AU ROY	EUR	10	(71)	(5)	100,0%	10	10	68	0	0	0
CENTRALE SOLAIRE ORION 9	EUR	5	(37)	(12)	100,0%	5	5	332	0	0	0
PV LE CHAMP DE MANOEUVRE	EUR	5	(95)	(7)	100,0%	5	5	99	0	0	0
NEOEN INVESTISSEMENT	EUR	20	6 694	806	100,0%	20	20	172 410	0	0	0
NEOEN NORTHERN HEMISPHERE	EUR	20	(3 827)	(5 565)	100,0%	20	20	578 576	0	0	0
NEOEN STOCKAGE	EUR	3	437	530	100,0%	3	3	1 030	0	1 977	0
NEOEN STOCKAGE FRANCE	EUR	3	(22)	20	100,0%	3	3	7 408	0	0	0
NEOEN INVESTISSEMENT II	EUR	1	(29)	(43)	100,0%	1	1	6 366	0	0	0
NEOEN ARGENTINA	ARS	163	(368)	(1 942)	99,8%	2 357	2 357	1 374	0	56	0
NEOEN AUSTRALIA	AUD	10 798	(2 632)	(1 235)	100,0%	10 545	10 545	(0)	0	27 279	0
NEOEN ECUADOR SA	USD	609	22	77	100,0%	568	568	0	0	1 107	0
NEOEN RENEWABLES FINLAND OY	EUR	1 647	124	(346)	100,0%	1 647	1 647	0	0	5 399	0
NEOEN RENEWABLES CROATIA LLC	HRK	50	42	251	100,0%	51	51	321	0	893	0
NEOEN IRELAND	EUR	0	(146)	(321)	100,0%	0	0	8 202	0	2 390	0
NEOEN RENEWABLES ITALIA SRL	EUR	10	1 143	42	100,0%	1 110	1 110	1 227	0	2 061	0
NEOEN RENEWABLES JAMAICA LIMITED	JMD	330	(186)	(87)	100,0%	365	365	0	0	203	0
NEOEN MEXICO	MXN	794	(277)	(42)	100,0%	759	759	0	0	107	0
NEOEN SERVICIOS MEXICO	MXN	2 159	(1 176)	(216)	99,0%	1 917	1 917	0	0	1 468	0
NEOEN MOZAMBIQUE	MZN	738	(554)	(242)	99,8%	659	659	0	0	0	0
NDEVELOPMENT	EUR	50	612	(68)	100,0%	50	50	500	0	1 990	0
NPINVESTMENT	EUR	50	10 393	2 590	100,0%	602	602	7 250	0	0	0
NPINVESTMENT II	EUR	85	6 015	(474)	100,0%	4 425	4 425	7 393	0	0	0
NPI III	EUR	155	1 191	(151)	100,0%	155	155	43 202	0	0	0
NEOEN RENEWABLE SWEDEN AB	SEK	2	339	63	100,0%	2	2	214	0	2 040	0
NEOEN EL SALVADOR	USD	412	(71)	191	100,0%	376	376	0	0	1 419	0
SPICA SOLAR	USD	2	0	0	100,0%	2	2	0	0	0	0
NEOEN ZAMBIA RENEWABLES	ZMW	14	165	(154)	100,0%	1 784	1 784	0	0	169	0
NEOEN NEW ZEALAND LIMITED	NZD	0	0	(2)	100,0%	0	0	169	0	0	0
NEOEN RENEWABLES CANADA INC	CAD	347	0	(13)	100,0%	371	371	169	0	498	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 :

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2022	Exercice 2021
Rémunération versée aux membres du comité exécutif	1,5	1,7
Rémunération versée aux membres du conseil d'administration	0,2	0,2
Rémunérations des dirigeants	1,7	1,9

Informations concernant les parties liées

Le 14 janvier 2021, Neoen SA a remboursé la totalité de l'emprunt contracté auprès de la BPI réduisant ainsi sa dette de 10,5 millions d'euros.

Les transactions effectuées avec les parties liées au cours de l'exercice 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 :

<i>(En millions d'euros)</i>	Total	< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans
Garanties liées aux activités de financement	53,3	36,3	0,0	16,9
Garanties liées aux activités de développement	63,3	31,1	32,0	0,2
Garanties liées aux opérations	883,8	337,0	517,8	28,9
TOTAL	1 000,3	404,5	549,8	46,0

Engagements reçus

<i>(En millions d'euros)</i>	Total	< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans
Garanties liées aux activités de financement	0,5	-	0,4	0,1
TOTAL	0,5	-	0,4	0,1

NOTE 21. EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

Néant.

3

GLOSSAIRE

Autres composants du système (<i>balance of system</i> ou composants <i>BOS</i> pour les parcs solaires et <i>balance of plant</i> ou composants <i>BOP</i> pour les parcs éoliens)	Tous les équipements et composants nécessaires à la construction d'un parc solaire, autres que les panneaux photovoltaïques, ou d'un parc éolien, autres que les 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 <i>PPA</i>)	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 <i>TSA</i>)	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 <i>BOS</i> ou <i>BOP</i>).
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.
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 <i>LCOE</i>)	Indicateur permettant de comparer la compétitivité des différentes sources d'énergie, calculé en rapportant le coût total de production d'électricité (incluant les coûts de développement, financement, construction, opération et maintenance) pour une installation donnée, à la production effective d'électricité de cette installation (exprimée en kWh) sur toute sa durée de vie.
Date de début des opérations de commercialisation (<i>commercial operation date</i> ou <i>COD</i>)	Date à partir de laquelle une installation photovoltaïque 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.
Ecrêtage (<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	<p>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.</p> <p>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).</p>
Facteur de charge (<i>Load factor</i>)	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)	<p>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. A 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 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 <i>(grid parity)</i>	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 <i>early stage</i>	Un projet (i) situé sur un terrain pour lequel le propriétaire a confirmé son intention de contracter avec le Groupe, (ii) situé à proximité d'un point de raccordement au réseau électrique, (iii) pour lequel des études techniques ont été initiées mais non finalisées.
Projets en phase <i>advanced development</i>	Projets pour lesquels les éléments suivants devront être réalisés : <ul style="list-style-type: none"> • immobilier : signature d'un contrat validant l'utilisation du terrain ; • accès au réseau : raccordement préliminaire au réseau confirmé ; • technique : études de préconceptions achevées.
Projets en phase <i>tender-ready</i>	Projets pour lesquels les éléments suivants devront être réalisés : <ul style="list-style-type: none"> • un permis de construire a été obtenu et toutes les conditions préalables à la signature d'un contrat de vente d'électricité sont remplies, dans un pays qui : <ul style="list-style-type: none"> - 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 ; • un tarif d'achat obligatoire est disponible et une demande de permis de construire a été soumise. <p>Sur la base de ces critères, un projet qui atteint la phase tender-ready ne sera pas reclassé à un stade moins avancé tant que :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>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>.</p>

Projets en phase awarded	<p>A : Une première demande d'autorisation (environnementale pour l'éolien ou de permis de construire pour le photovoltaïque) pour le projet a été acceptée et n'est plus susceptible d'appel, et il existe une garantie de conclusion d'un contrat de vente pour l'électricité produite une fois le projet construit ; ou encore</p> <p>B : le projet a remporté une procédure d'appel d'offres ou a signé un contrat long-terme de vente d'électricité.</p> <p>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.</p>
Projets en phase "en construction"	<p>Pour ces projets, l'instruction de procéder à la construction (<i>notice to proceed</i>) a été notifiée au prestataire EPC. L'actif restera dans cette catégorie jusqu'à son passage en opération conformément aux exigences précisées ci-dessous.</p>
Projets en phase "en opération"	<p>L'ensemble des équipements d'une centrale photovoltaïque ou éolienne ou d'une installation de stockage est installé et mis en service, ainsi que son raccordement et l'installation est autorisée à opérer à pleine puissance. Les tests de performance et/ou la production de la documentation prévue au contrat EPC peuvent être encore en cours jusqu'à la date de réception provisoire.</p> <p>Les projets en phase awarded, les projets en construction et les projets en opération forment le <i>secured portfolio</i>.</p>
Réseau	<p>Ensemble des installations d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie électrique des unités de production aux consommateurs.</p>
Silicium monocristallin	<p>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.</p>
Silicium polycristallin	<p>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. Cette technologie est moins performante que le silicium monocristallin.</p>
Société de projet	<p>Société spécialement créée ou, dans une moindre mesure, 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).</p>
Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)	<p>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.</p>
Tarif d'achat obligatoire (Feed-in tariff)	<p>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.</p>
Taux de rentabilité interne d'un projet (Internal rate of return)	<p>Taux d'actualisation des flux de trésorerie d'un projet assurant une valeur actualisée nette nulle.</p>
Transformateur	<p>Dispositif de conversion qui permet de modifier la tension et l'intensité d'un courant électrique en un courant électrique de tension et d'intensité différentes.</p>
Watt (W)	<p>Unité standard mesurant la puissance électrique d'une installation solaire, éolienne ou de stockage.</p>

NEOEN

RAPPORT D'ACTIVITE
ET ETATS FINANCIERS

NEOEN
22 rue Bayard
75008 Paris - France
www.neoen.com

