



**RAPPORT D'ACTIVITÉ ET
ÉTATS FINANCIERS
CONSOLIDÉS ANNUELS 2022**



SOMMAIRE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS ENGIE 2022.....	7
2	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT.....	23
3	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET.....	25
4	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE.....	31
5	COMPTES SOCIAUX.....	32

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT.....	35
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL.....	36
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE.....	37
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES.....	39
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	41

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS 44	
Note 2	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2022.....	49
Note 3	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE.....	56
Note 4	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE.....	65
Note 5	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE.....	71
Note 6	INFORMATION SECTORIELLE.....	76
Note 7	VENTES.....	81
Note 8	CHARGES OPÉRATIONNELLES.....	85
Note 9	AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES.....	87
Note 10	RÉSULTAT FINANCIER.....	90
Note 11	IMPÔTS.....	91
Note 12	RÉSULTAT PAR ACTION.....	96
Note 13	ACTIFS IMMOBILISÉS.....	97
Note 14	INSTRUMENTS FINANCIERS.....	112
Note 15	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	130
Note 16	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES.....	152

Note 17	PROVISIONS.....	156
Note 18	AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME	166
Note 19	PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS.....	175
Note 20	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	179
Note 21	RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS	181
Note 22	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS.....	182
Note 23	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES	184
Note 24	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	191
Note 25	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX	192
Note 26	INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES	193

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS ENGIE 2022.....	7
2	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT.....	23
3	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET.....	25
4	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE.....	31
5	COMPTES SOCIAUX.....	32

1 RÉSULTATS ENGIE 2022

Résultats financiers ENGIE au 31 décembre 2022

Progrès significatifs dans l'exécution du plan stratégique
Solide performance financière et opérationnelle
Proposition d'un dividende de 1,40 € par action pour 2022

Faits marquants

- ENGIE joue un rôle essentiel dans la sécurité d'approvisionnement en Europe
- Contribution aux mesures de politique publique maintenue, par la mobilisation de la trésorerie du Groupe, le paiement de taxes exceptionnelles et la mise en place d'actions d'aide aux clients
- Avancée significative dans la simplification du Groupe avec 11,0 milliards d'euros de cessions signées ou finalisées
- 5,5 milliards d'euros d'investissements de croissance, principalement dans les Renouvelables, les Infrastructures et *Energy Solutions*
- Accélération des Renouvelables avec 3,9 GW de capacités additionnelles en 2022, portant la capacité totale installée à environ 38 GW
- Poursuite de la sortie du charbon, qui représente 2,6% du portefeuille de production d'électricité centralisée

Performances financières

- *Guidance* 2022 atteinte avec un RNRpg des activités poursuivies de 5,2 milliards d'euros
- EBIT de 9,0 milliards d'euros en hausse organique de 43%, grâce à une croissance dans la plupart des activités. Contribution importante des activités de GEMS et Thermique dans des conditions de marché sans précédent, ainsi que des nouvelles capacités pour les Renouvelables
- Impact des taxes sur les bénéfices exceptionnels de 0,9 milliard d'euros en 2022, principalement en Belgique et en Italie, s'ajoutant aux mécanismes gouvernementaux de partage des bénéfices existants en Belgique et en France (nucléaire et hydro) de 1,1 milliard d'euros
- Bilan solide et niveau élevé de liquidités avec une amélioration des ratios d'endettement
- Amélioration du *Cash Flow From Operations* ⁽¹⁾, malgré une détérioration du besoin en fonds de roulement liée aux prix de l'énergie
- Dette financière nette de 24,1 milliards d'euros, en baisse de 1,3 milliard d'euros
- Proposition d'un dividende 2022 de 1,40 euro par action

⁽¹⁾ *Cash Flow From Operations* = Free Cash Flow avant Capex de maintenance et financement des provisions nucléaires.

1.1 Chiffres clés au 31 décembre 2022

En milliards d'euros	31 déc.2022	31 déc. 2021	Variation brute en %	Variation organique en % ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	93,9	57,9	+62,2%	+60,4%
EBITDA	13,7	10,6	+29,8%	+27,0%
EBIT	9,0	6,1	+47,2%	+42,7%
Résultat net récurrent des activités poursuivis, part du	5,2	2,9	+78,4%	+76,2%
Résultat net, part du Groupe	0,2	3,7	-94,1%	-
CAPEX ⁽¹⁾	7,9	6,7	+17,4%	-
Cash Flow From Operations (CFFO) ⁽²⁾	8,0	6,5	+24,0%	-
Endettement financier net	24,1	-1,3 milliard d'euros par rapport au 31 déc. 2021		
Dette nette économique	38,8	+0,5 milliard d'euros par rapport au 31 déc. 2021		
Dette nette économique / EBITDA	2,8x	-0,8x par rapport au 31 déc.2021		

(1) Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate) et du schéma de tax equity.

(2) Cash Flow From Operations = Free Cash Flow avant Capex de maintenance et dépenses de sortie du nucléaire.

1.2 Perspectives et *guidance* 2023-2025

Les objectifs pour les exercices comptables clos les 31 décembre 2023, 2024 et 2025 présentés ci-dessous sont basés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date de publication de ce document.

Ces données et hypothèses peuvent évoluer ou être modifiées en raison d'incertitudes liées à l'environnement financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas connaissance à la date d'enregistrement de ce document. De plus, la réalisation des prévisions nécessite le succès de la stratégie du Groupe. Par conséquent, le Groupe ne s'engage ni ne donne de garanties quant à la réalisation des prévisions énoncées dans la présente section.

Les objectifs présentés ci-dessous et hypothèses sous-jacentes ont également été établies conformément aux dispositions du Règlement délégué (UE) no 2019/980, complément du règlement (UE) no 2017/1129, et aux recommandations de l'ESMA sur les prévisions.

Ces objectifs résultent des processus budgétaires et de plan à moyen terme décrit dans la Note 13 des états financiers consolidés ; ils ont été établis sur une base comparable aux informations financières historiques et conformément aux méthodes comptables appliquées aux états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 décrites dans les états financiers consolidés.

1.2.1. Hypothèses

- stratégie : renforcement de l'ambition du Groupe ENGIE de compter parmi les leaders de la transition énergétique et climatique. Son recentrage et sa simplification désormais réalisés, ENGIE s'engage aujourd'hui dans la deuxième étape de son plan stratégique et accélère sa croissance dans la transition énergétique. La réalisation du plan de cession va permettre d'augmenter considérablement les investissements de croissance dans les énergies renouvelables, tant électriques que gazière, et les solutions de décarbonation : 22 à 25 milliards d'euros sur la période 2023-2025, soit une augmentation de 50% par rapport à 2021-2023 ;
- pas de changement comptable significatif par rapport à 2022 ;
- pas de changements réglementaires et macro-économiques majeurs par rapport à 2022 ;
- conditions climatiques normalisées / moyennes en France ;
- productions hydraulique, éolienne et solaire moyennes ;
- taux de change moyens :
 - € / USD: 1,08 pour 2023, 1,09 pour 2024 et 1,10 pour 2025,
 - € / BRL: 5,56 sur la période 2023-25 ;

- disponibilité des centrales nucléaires en Belgique: environ 90% en 2023, 92% en 2024 and 94% en 2025 – sur la base de disponibilité telle que publiée sur REMIT au 01/01/2023 ;
- contingences pour les activités Nucléaires en Belgique de 0,5 milliard d'euros en 2023, 0,5 milliard d'euros en 2024 et 0,2 milliard d'euros en 2025 ;
- prix des matières premières basés sur les prix à terme européens au 30 décembre 2022 ;
- volumes et prix couverts pour la production électrique au 30 décembre 2022, en Belgique et en France :
 - 100% à 90 €/MWh pour 2022,
 - 74% à 93 €/MWh pour 2023,
 - 52% à 120 €/MWh pour 2024,
 - 15% à 165 €/MWh pour 2025,
 - les prix captés sont indiqués :
 - avant les contributions fiscales spécifiques au nucléaire en Belgique et à l'hydroélectricité de la CNR en France,
 - avant le plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales en Belgique et en France,
 - hors impact du *mark-to-market* de la couverture proxy utilisée pour une partie des volumes nucléaires en Belgique sur la période 2023-2025, qui est volatile et se dénoue historiquement à un niveau proche de zéro à la livraison,
- résultat financier net récurrent : de (2,2) – (2,6) milliards d'euros par an entre 2023 et 2025 ;
- taux effectif d'impôt récurrent : 23-26% sur 2023-2025 ;
- taux d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi : basé sur les conditions du marché au 31 décembre 2022, tel que décrit dans la Note 18 des états financiers consolidés ;
- revue réglementaire des Infrastructures France en 2024 et 2025 ;
- rente inframarginale basée sur les textes légaux en vigueur et les contingences complémentaires ;
- répercussion complète des coûts d'approvisionnement de la fourniture d'énergie *BtoC* en France.

L'avancée du plan stratégique pose les bases solides qui permettront à ENGIE d'atteindre la neutralité carbone tout en continuant à croître à long terme.

Le Groupe prévoit à moyen terme une croissance principalement portée par les investissements dans les Renouvelables et par l'amélioration des performances d'*Energy Solutions*, ainsi qu'une contribution stable des Infrastructures. GEMS permettra de renforcer le modèle intégré en garantissant la sécurité d'approvisionnement en énergie, l'optimisation et la gestion des risques pour ENGIE et ses clients. En raison de l'arrêt progressif des centrales d'ici 2025 en Belgique, la contribution nucléaire a été exclue de l'indication de l'EBIT.

Hypothèses de prix des commodités en Europe retenues dans la *guidance* pour les volumes *merchant* non couvert : les prix retenus pour la *guidance* 2023-2025 sont basés sur la moyenne des prix à terme en Europe au 31 décembre 2022.

Ainsi, entre 2023 et 2025, ENGIE prévoit :

En milliards d'euros	Résultats 2023	Résultats 2024	Résultats 2025
EBIT excluant le nucléaire	6,6 - 7,6	7,2 - 8,2	7,5 - 8,5
Guidance RNRpg	3,4 - 4,0	3,8 - 4,4	4,1 - 4,7

ENGIE continue de viser une notation de crédit «*strong investment grade*» et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x.

1.2.2. Présentation des principaux objectifs

La groupe s'est fixé comme objectif d'accélérer sa croissance en se concentrant sur la deuxième étape de son plan stratégique :

Montée en puissance des énergies renouvelables

L'accélération des énergies renouvelables est soutenue par un portefeuille de projets équilibré et en pleine expansion. Le Groupe a mis en service 7 GW de capacité renouvelable au cours des deux dernières années, portant ainsi sa capacité totale installée à plus de 38 GW. Malgré les tensions sur la chaîne d'approvisionnement, ENGIE continue d'accélérer sa croissance annuelle de capacité à 4 GW jusqu'en 2025, puis 6 GW de 2026 à 2030. Cela portera la capacité totale installée à 50 GW en 2025 et à 80 GW en 2030.

Cette ambition est alimentée par un portefeuille de projets en croissance qui s'élevait à 80 GW à la fin de 2022 (contre 56 GW fin 2020) et qui bénéficie d'un très bon équilibre entre l'éolien terrestre, l'éolien en mer et le solaire. Près de la moitié de ce portefeuille est constituée de projets en construction, sécurisés ou à un stade avancé de développement.

Les principales priorités géographiques restent l'Europe, l'Amérique du Nord et l'Amérique latine, tandis que l'énergie éolienne offshore bénéficie d'une couverture géographique plus large.

Au total, ENGIE investira entre 13 et 14 milliards d'euros dans les énergies renouvelables sur la période 2023-2025, dans un portefeuille d'actifs qui aura une exposition limitée au risque de marché.

L'alliance entre la molécule et l'électron au cœur du modèle d'ENGIE pour assurer la flexibilité et la sécurité d'approvisionnement

En tant que détenteur, exploitant et fournisseur d'infrastructures gazières, ENGIE joue un rôle essentiel en Europe. Les infrastructures de gaz (réseaux, capacités de stockage et terminaux méthaniers) ont tenu un rôle fondamental dans la crise énergétique et continueront à le faire dans le cadre de la transition énergétique, en garantissant la sécurité d'approvisionnement et la résilience globale du système. Les réseaux de gaz facilitent également le développement des gaz renouvelables et contribuent ainsi à la décarbonation.

L'activité des réseaux de gaz d'ENGIE est fortement réglementée, ce qui lui confère stabilité et visibilité. Les réseaux d'ENGIE ont toujours fait preuve d'une solide performance opérationnelle et respectent les normes de sécurité les plus élevées. Ils génèrent un cash-flow important qui permet au Groupe de maintenir son niveau de sécurité et de fiabilité, et de financer les investissements de croissance tels que l'expansion des gaz renouvelables.

Au total, la base d'actifs régulés (BAR) du Groupe, en France et à l'international, devrait atteindre 39 milliards d'euros en 2025 à comparer à 36 milliards d'euros en 2022.

Un portefeuille équilibré est essentiel pour garantir la flexibilité et l'efficacité du système énergétique. Dans un contexte de forte croissance des énergies renouvelables, ENGIE bénéficie d'un large portefeuille d'actifs de production flexibles et de stockage d'énergie, notamment des centrales à gaz (51 GW) et des centrales de pompage-turbinage (4 GW), qui sont absolument essentiels pour compenser l'intermittence associée à ces énergies renouvelables.

ENGIE continuera d'adapter son parc d'actifs pour apporter plus de flexibilité et d'optionnalité au réseau et à son propre portefeuille de production, pour le rendre plus agile, plus efficace et moins intensif en CO₂. Le modèle économique des centrales à gaz évoluera davantage vers des activités de rémunération de capacité et de services ancillaires.

Le groupe prévoit d'accélérer fortement le stockage par batterie pour compléter sa production au gaz et son stockage par pompage, et a pour objectif ambitieux d'atteindre environ 10 GW de capacité de batteries d'ici 2030, principalement en Europe et aux États-Unis.

Montée en puissance des gaz renouvelables

Le développement des gaz renouvelables s'appuiera sur les infrastructures existantes, contribuant ainsi à la sécurité d'approvisionnement. Le Groupe s'appuiera sur ses réseaux existants pour développer les gaz renouvelables et investira 3,5 milliards d'euros dans les énergies décarbonées d'ici 2030.

Sous l'impulsion des pouvoirs publics et des entreprises engagés sur leurs propres objectifs de décarbonation, le marché du gaz renouvelable et bas-carbone devrait connaître une croissance rapide au cours de la prochaine décennie. ENGIE vise un objectif d'environ 10 TWh de production de biométhane par an à horizon 2030.

ENGIE se concentrera sur la montée en puissance de l'hydrogène bas carbone, qui est un élément clé pour les secteurs difficiles à décarboner et pour lesquels l'électricité n'est pas une option.

ENGIE est au premier plan pour profiter de la croissance soutenue du secteur de l'hydrogène vert en s'appuyant sur ses capacités de pointe en matière de production d'énergie renouvelable et sur son expertise dans la gestion de processus industriels complexes. Au niveau mondial, ENGIE bénéficie également de son expertise en matière d'*energy management* pour commercialiser de l'hydrogène et des e-molécules.

ENGIE s'est fixé des objectifs ambitieux à l'horizon 2030 :

- développer une capacité d'hydrogène vert d'environ 4 GW ;
- disposer de 700 km de réseaux d'hydrogène dédiés et d'une capacité de stockage de 1 TWh ;
- exploiter plus de 100 stations de ravitaillement.

Au total, environ 4 milliards d'euros d'investissements seront consacrés à l'hydrogène sur la période 2023-2030.

Jouer un rôle majeur dans la décarbonation de ses clients, grâce aux infrastructures décentralisées

Energy Solutions est idéalement positionnée pour bénéficier de la croissance du marché, portée par la forte demande des clients pour des solutions décarbonées, leur besoin d'indépendance énergétique, ainsi que par le soutien croissant des pouvoirs publics.

Energy Solutions a simplifié son organisation, désormais structurée autour de 3 activités : les réseaux locaux d'énergie, la production d'énergie sur site, et les services de performance énergétique.

Les deux premières activités bénéficient de contrats à long terme, proches des contrats d'infrastructure avec des revenus stables et récurrents et des cash-flows contractés à long terme, ENGIE investit et exploite des infrastructures selon un modèle économique «*asset-based*». En saisissant les opportunités de croissance à long terme, en étant plus sélectives dans le choix des contrats, et en améliorant leur performance opérationnelle, les infrastructures d'énergie décentralisée devraient voir leur EBIT afficher une forte croissance à un chiffre en moyenne par an d'ici 2025.

Dans les services de performance énergétique, la marge d'EBIT devrait augmenter de plus de 200 points de base d'ici 2025 pour atteindre 5%.

ENGIE confirme son objectif d'ajouter 8 GW d'infrastructures d'énergie décentralisées d'ici 2025 (comparé à 2020). Cet objectif se traduit par une croissance des investissements d'environ 3 milliards d'euros sur la période 2023-2025.

S'appuyer sur une connaissance approfondie du marché grâce à GEMS

GEMS se situe au cœur du modèle intégré d'ENGIE. En amont, le rôle de GEMS est de valoriser les différences technologiques, la complémentarité, la flexibilité et l'optionnalité du portefeuille d'actifs d'ENGIE et de ses partenaires. En aval, GEMS fournit aux clients d'ENGIE des services de gestion des risques et des contrats d'approvisionnement en énergie sur mesure.

Sur la période 2023-2025, l'EBIT de GEMS devrait être inférieur à celui de 2022, qui avait atteint un niveau exceptionnel, mais devrait rester supérieur au niveau historique de 2020-2021 en raison de la croissance de l'activité commerciale mais aussi de la complexité des marchés de l'énergie qui devrait perdurer avec un niveau encore élevé attendu d'optionnalité et de volatilité. Enfin, l'EBIT devrait être soutenu par la demande croissante des clients en matière de gestion des risques.

Allocation des capitaux et perspectives financières à moyen-terme

ENGIE prévoit des investissements de croissance de 22 à 25 milliards d'euros en 2023-25, soit une augmentation de 50% par rapport à 2021-23. 40% de ces investissements sont déjà engagés. Ces investissements devraient être répartis de la manière suivante : 55 à 65% pour les énergies renouvelables, 10 à 15% pour les réseaux et 10 à 15% pour *Energy Solutions*. Environ 10% seront consacrés à la montée en puissance des gaz renouvelables et des batteries. L'allocation du capital est basée sur une discipline stricte respectant des critères financiers et ESG stricts. La contribution des nouvelles capacités mises en service à l'EBIT 2023-25 devrait s'élever à 1,5 milliard d'euros.

Le retour sur capitaux employés moyens hors nucléaire devrait bénéficier de cette méthode sélective pour stimuler la création de valeur : le retour sur capitaux employés moyens du Groupe hors nucléaire devrait passer de 6% en 2021 à un niveau compris entre 7 et 9% de manière durable.

Les investissements de maintenance devraient atteindre de 7 à 8 milliards d'euros en 2023-25, dont 50% devraient être alloués aux activités d'infrastructure régulées.

Par ailleurs, environ 9 milliards d'euros seront consacrés au financement des provisions nucléaires belges sur la période 2023-2025.

ENGIE poursuivra ses efforts en matière d'efficacité à travers une maîtrise importante de ses frais généraux et administratifs, en améliorant l'efficacité des fonctions support et en redressant les activités les moins performantes. Le Groupe vise un impact positif de ces mesures sur l'EBIT à hauteur de 600 millions d'euros en 2023-25.

Principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT 2022-2025 par activités

2022	Activités	Facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT par rapport à 2022	2025
EBIT excluant le Nucléaire de 8,0 milliards d'euros	Renouvelables	Contribution des investissements, hausse des prix	++
	Infrastructures	Inflation, normalisation des températures, investissements et gestion de portefeuille, examens réglementaires en France	= -
	Energy Solutions	Contribution des investissements et amélioration de la contribution d'EVBox et amélioration continue de la performance	= +
	FLEXGEN (ex Thermique)	Dilution, augmentation des spreads et augmentation de la disponibilité du portefeuille d'actifs	=
	Fourniture d'énergie	Normalisation des températures, amélioration de la marge, croissance des services BtoC et du portefeuille de clients en électricité.	= +
	GEMS	Diminution des prix et de la volatilité mais un à niveau toujours élevé	- - -
	Nucléaire	Hausse des prix, baisse des volume	= +

EBIT prévisionnel excluant le Nucléaire de 7,5 milliards d'euros à 8,5 milliards d'euros

Convention : chaque signe « + » représente c. + 500 millions d'euros, chaque signe « - » c. - 500 millions d'euros, chaque signe « =+ » une variation entre 0 et + 250 millions d'euros, chaque signe « =- » une variation entre -250 à 0 millions d'euros.

1.3 Politique de dividende réaffirmée et proposition d'un dividende de 1,40 euro par action pour 2022

ENGIE s'attache à proposer un dividende croissant et pérenne à ses actionnaires.

Le Conseil d'administration réaffirme ainsi la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe et incluant un dividende plancher de 0,65 euro par action pour la période de 2023 à 2025.

Pour l'année 2022, le Conseil d'administration propose de distribuer 65% du résultat net récurrent part du Groupe, représentant un dividende de 1,40 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 26 avril 2023.

1.4 ENGIE joue un rôle essentiel dans la sécurité d'approvisionnement et contribue à rendre l'énergie accessible à tous

En tant que propriétaire, opérateur d'infrastructures gazières et fournisseur de gaz, ENGIE joue un rôle essentiel en Europe.

En France, ses activités d'infrastructures ont affiché un taux d'utilisation record avec des terminaux méthaniers ayant fonctionné pratiquement à pleine capacité, un doublement des volumes d'acheminement de GRTgaz avec notamment un inversement des volumes acheminés de la France vers l'Allemagne et des stockages de gaz remplis à 81% au 31 décembre 2022 contre 53% un an auparavant.

En 2022, ENGIE a contribué à hauteur de 1,1 milliard d'euros aux mécanismes existants de partage des bénéfices pour le nucléaire en Belgique (cadre fiscal spécifique) et l'hydroélectricité en France (CNR).

ENGIE s'est engagé à soutenir le pouvoir d'achat de ses clients avec la mise en place d'une mesure de soutien de 90 millions d'euros pour ses clients particuliers les plus précaires, et d'un fonds de 60 millions d'euros pour ses clients industriels et tertiaires affectés par la hausse des prix de l'énergie. ENGIE a également lancé une plateforme de suivi et de pilotage de la consommation d'énergie permettant à ses clients particuliers et aux PME de réaliser des économies d'énergie.

1.5 ENGIE contribue également aux mesures gouvernementales visant à lutter contre les prix élevés de l'énergie.

En France, ENGIE a augmenté la contribution de son fonds de roulement au mécanisme de bouclier tarifaire incluant désormais les Petites et Moyennes Entreprises ainsi que les clients particuliers sous offre de marché (en indexant leurs contrats au tarif réglementé). La plupart des contrats de gaz et d'électricité BtoC d'ENGIE bénéficient d'une protection contre la hausse des prix par le biais du bouclier tarifaire ou à travers de prix fixes valables pendant toute la durée du contrat.

Le Groupe soutient la mise en place de tarifs sociaux en Belgique ainsi qu'un mécanisme de plafonnement des prix en Roumanie et au Chili. De plus, le Groupe s'emploie, aux côtés des autorités locales, à fournir un soutien par le biais de facilités de paiement. L'impact global des mesures de paiement différé dans le monde entier est proche de 1,0 milliard d'euros. ENGIE est plus que jamais mobilisé auprès de ses clients pour améliorer leur efficacité énergétique, et ainsi réduire leurs factures d'énergie et leur permettre d'atteindre leurs objectifs de décarbonation.

ENGIE a reconnu l'engagement de ses employés à travers le monde en leur versant une prime exceptionnelle de 1 500 euros, dans un contexte de forte inflation et d'un environnement sans précédent.

1.6 Point sur les propositions de l'Union européenne pour le plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales

En décembre 2022, les gouvernements belge et français, les deux pays européens où ENGIE produit le plus d'électricité, ont adopté de nouvelles mesures législatives pour limiter la rente inframarginale liée au prix de l'électricité.

En Belgique, un plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales a été mis en œuvre de manière rétroactive du 1^{er} août 2022 au 30 juin 2023. Une éventuelle prolongation de ce plafonnement devra être évaluée en avril prochain. Les actifs nucléaires d'ENGIE, détenus et exploités à travers sa filiale Electrabel, sont concernés par cette mesure : les revenus normatifs supérieurs à 130 €/MWh sont soumis au nouveau prélèvement incluant un mécanisme limitant une potentielle double imposition avec les taxes nucléaires existantes.

En France, le projet de loi de finances pour 2023 prévoit un plafonnement des recettes issues de la production d'électricité des technologies inframarginales sur une période de dix-huit mois (du 1^{er} juillet 2022 au 31 décembre 2023). Le plafond varie de 40 €/MWh à 175 €/MWh en fonction de la technologie de la production d'électricité. Les recettes excédentaires sont soumises à un taux d'imposition de 90%. Le Groupe ENGIE est principalement impacté au titre de ses droits de tirage sur deux centrales nucléaires d'EDF (Chooz B et Tricastin, 1,2 GW, 9 TWh de production annuelle en considérant un taux de disponibilité de 85%) soumises à un plafond de 90 €/MWh et ses centrales à gaz (capacité de 1,4 GW) soumises à un plafond de 40 €/MWh sur le *clean spark spread*.

En Italie, le gouvernement a promulgué une «contribution extraordinaire de solidarité» sur les sociétés du secteur de l'énergie. Cette dernière est calculée sur une variation de la base taxable à la TVA entre octobre 2021 et avril 2022 par rapport à la même durée un an plus tôt à un taux de 25%. ENGIE a été significativement et négativement impacté en raison d'une méthodologie mal conçue, non représentative des revenus excédentaires sur la période.

L'impact global des taxes exceptionnelles en Europe est proche de 0,9 milliard d'euros en 2022, dont 85% en EBIT et 15% en impôt sur les sociétés.

1.7 Avancée significative dans la mise en œuvre du plan stratégique

Accélération dans les Renouvelables, les Infrastructures et les gaz renouvelables

ENGIE a ajouté 3,9 GW de capacités renouvelables en 2022, dont 1,8 GW d'énergie éolienne terrestre, 1,2 GW d'énergie solaire et 1,0 GW d'énergie éolienne en mer, ce qui porte la capacité installée renouvelable totale à 100% à environ 38 GW à fin 2022. Par géographie, les 3,9 GW sont répartis entre l'Europe pour 2,6 GW (principalement au Royaume-Uni, en Espagne et en France), les États-Unis pour 0,8 GW et l'Amérique latine pour 0,4 GW. Le Groupe est en bonne voie pour atteindre son objectif de 4 GW de capacité additionnelle en moyenne chaque année et ce, jusqu'en 2025. L'ambition du Groupe est soutenue par un *pipeline* de 80 GW à fin décembre 2022, en hausse de 14 GW par rapport à décembre 2021.

Ocean Winds, la *joint-venture* d'ENGIE et d'EDPR dédiée à l'éolien en mer, poursuit sa forte croissance. En décembre 2022, Ocean Winds a remporté une zone pour un site d'éolien en mer flottant d'une capacité de 2 GW en Californie. En 2022, le Groupe a soutenu ses clients dans leurs efforts de décarbonation avec la signature de 2 GW de contrats d'achat d'électricité verts (PPA).

Energy Solutions a remporté des contrats majeurs dans les réseaux urbains de chaleur et de froid, et dans la mobilité verte en 2022, dont 12 000 points de recharge de véhicules électriques, principalement en Belgique et à Singapour. Au cours de l'année 2022, 1 GW environ de capacité nette installée a été ajoutée dans les infrastructures énergétiques distribuées.

Au Brésil, l'intégration des activités d'exploitation-maintenance de TAG a été accomplie avec succès et les deux lignes de transport d'électricité, Gralha Azul et Novo Estado, sont maintenant sur le point d'être entièrement finalisées.

ENGIE continue sa progression dans le domaine des gaz renouvelables : 492 unités de production de biométhane, représentant une capacité de production annuelle pouvant atteindre 8,3 TWh, sont raccordées aux réseaux d'ENGIE en France. En ce qui concerne l'hydrogène, la Commission européenne a approuvé une aide publique pouvant atteindre 5 milliards d'euros. Dans ce cadre, les cinq projets qu'ENGIE a présenté en Belgique, en France, aux Pays-Bas et en Espagne, ont tous été retenus.

Simplification et recentrage

L'objectif du plan de cession d'au moins 11 milliards d'euros à fin 2023 est atteint avec 11 milliards d'euros désormais conclus ou signés. EQUANS étant le principal contributeur.

Sur le plan du recentrage géographique, le Groupe opérera dans 31 pays, contre 70 pays en 2018, une fois tous les accords de sortie déjà engagés signés. ENGIE est sorti de 7 pays dans le cadre de la cession d'EQUANS et prévoit de ramener sa présence géographique à moins de 30 pays d'ici 2023.

Allocation de capital rigoureuse

Les investissements au cours de l'exercice 2022 se sont élevés à 7,9 milliards d'euros, dont 5,5 milliards d'euros d'investissements de croissance. 58% de ces investissements ont été consacrés aux Renouvelables, 20% aux Infrastructures et 13% aux activités d'*Energy Solutions*, en ligne avec les priorités stratégiques d'ENGIE.

Plan de performance

Dans un contexte de forte inflation, ENGIE a maintenu sa dynamique d'amélioration de la performance et est en passe d'atteindre son objectif à trois ans, avec une contribution nette de l'EBIT en 2022 de 0,4 milliard d'euros.

1.8 Point sur les actifs nucléaires en Belgique

Conformément au plan de sortie du nucléaire en Belgique, le réacteur Doel 3 a été arrêté en septembre 2022 et le réacteur Tihange 2 a été arrêté en février 2023.

En janvier 2023, ENGIE et le gouvernement fédéral belge ont fixé un cadre pour l'extension des réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3, en signant l'accord *Heads of Terms and Commencement of LTO Studies* qui s'appuie sur la lettre d'intention signée le 21 juillet 2022, dont l'objectif est de prolonger la durée de vie opérationnelle des deux réacteurs de dix ans, pour une capacité de production totale de 2 GW.

Cet accord de principe précise certaines modalités dont la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées détenues à parité par l'État belge et ENGIE. Il définit le cadre d'un plafonnement des coûts futurs de gestion des déchets nucléaires et il détermine un ensemble de garanties pour assurer la bonne exécution des engagements de l'exploitant nucléaire. Par cet accord, les deux parties confirment leur objectif de mettre en œuvre leurs meilleurs efforts pour redémarrer en novembre 2026 les unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3.

Par ailleurs, en décembre 2022, ENGIE a été informé de la décision de la CPN concernant la réévaluation triennale des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires belges et la gestion de l'aval du cycle du combustible usé. La CPN entend augmenter fortement les provisions de 3,3 milliards d'euros, dont une augmentation de 2,9 milliards d'euros pour celles portées par Synatom et de 0,4 milliard pour celles portées par Electrabel. L'augmentation des provisions proposées par ENGIE était de 0,9 milliard d'euros, par rapport aux 2,9 milliards d'euros proposés par la CPN. ENGIE considère cette hausse de 2,9 milliards d'euros injustifiée et a soumis une proposition ajustée à la CPN.

1.9 ESG

Progrès réalisés sur les objectifs clés ESG

En 2022, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie ont été réduites de 60 millions de tonnes, une baisse de 44% par rapport à 2017, en ligne avec l'objectif de 43 millions de tonnes d'ici 2030. Les résultats de 2022 ont été positivement impactés par les conditions météorologiques et un taux d'utilisation plus faible de nos centrales à gaz à cycle combiné.

ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, passant de 34% à fin 2021 à 38% à fin 2022, avec l'ajout de 3,9 GW de capacité renouvelables au cours de l'année.

ENGIE continue sa progression dans la sortie du charbon avec la signature en septembre 2022 de la cession de Pampa Sul au Brésil et de la fermeture de Tocopilla au Chili, qui représentaient une capacité installée totale de 0,6 GW. Le Groupe s'est engagé à sortir de tous les actifs charbon en Europe d'ici 2025 et du monde d'ici 2027, comprenant la production charbon pour les réseaux urbains de chaleur et froid. A fin 2022, le charbon représentait 2,6% du portefeuille de production d'électricité centralisée d'ENGIE.

Sur les enjeux de diversité, ENGIE comptait 30% de femmes au sein du management à fin 2022. Le Groupe met en œuvre des plans d'actions afin d'atteindre son objectif de parité managériale de 40% à 60% entre les hommes et les femmes.

1.10 Santé et sécurité

En 2022, le Groupe ENGIE et ses sous-traitants ont malheureusement déploré plusieurs accidents graves du travail, dont 4 mortels, notamment sur des chantiers de construction. Une réponse coordonnée à l'échelle du Groupe et un plan d'actions complet continuent d'être implémentés par les équipes dirigeantes d'ENGIE afin de réévaluer toutes les normes et procédures de sécurité pour l'ensemble de ses activités et de ses géographies. L'objectif est de répondre aux standards les plus élevés pour le Groupe et ses sous-traitants.

1.11 Revue des données au 31 décembre 2022

1.11.3. Chiffre d'affaires

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 93,3 milliards d'euros, en hausse de 62,2% en brut et 60,4% en organique.

Chiffre d'affaires contributif, après élimination des opérations intragroupe

<i>En millions d'euros</i>	31 déc.2022	31 déc. 2021	Variation brute en%	Variation organique en%
Renouvelables	6 216	3 653	+70,1%	+58,3%
Infrastructures	6 961	6 700	+3,9%	+2,9%
<i>Energy Solutions</i>	11 552	9 926	+16,4%	+21,1%
Thermique	7 129	4 089	+74,3%	+62,6%
Fourniture d'énergie	16 810	10 396	+61,7%	+61,3%
Nucléaire	35	56	-37,7%	-37,7%
Autres	45 163	23 046	+96,0%	+92,6%
<i>dont GEMS</i>	45 137	22 870	+97,4%	+92,7%
TOTAL	93 865	57 866	+62,2%	+60,4%

Le chiffre d'affaires des **Renouvelables** s'est élevé à 6 216 millions d'euros, en hausse de 70,1% en brut et de 58,3% en organique. La croissance brute est principalement liée à des effets de change favorables provenant principalement de l'appréciation du real brésilien par rapport à l'euro. L'augmentation du chiffre d'affaires organique est principalement due aux capacités ajoutées et à la hausse des prix de l'hydro en France.

Le chiffre d'affaires des **Infrastructures** s'est élevé à 6 961 millions d'euros, en hausse de 3,9% en brut et de 2,9% en organique. L'augmentation brute s'explique par des effets de changes favorables principalement en Amérique latine et à l'effet de périmètre lié aux cessions de la Turquie et de l'Argentine. Le chiffre d'affaires des Infrastructures en France a augmenté grâce à une hausse significative des volumes transportés, notamment avec des flux inversés ouest-est exceptionnels, les terminaux méthaniers ainsi que les activités de stockage reflétant les opérations pour compte propre (au Royaume-Uni) ont compensé la baisse des volumes dans la distribution et l'évolution attendue des tarifs. Pour les Infrastructures hors de France, le chiffre d'affaires a augmenté en organique, notamment en Amérique latine, avec des volumes distribués plus importants. La baisse des revenus au Brésil reflète la diminution des revenus de construction à la suite de la mise en service progressive des lignes de transmission.

Le chiffre d'affaires des activités d'**Energy Solutions** s'est élevé à 11 552 millions d'euros, en hausse de 16,4% en brut et de 21,1% en organique. L'augmentation brute comprend un effet de change positif, notamment lié au dollar américain et à des effets de périmètre. En organique, le chiffre d'affaires en France a augmenté de manière significative sur toutes les activités : services de performance énergétique, réseaux locaux d'énergie et production d'énergie sur site. Les activités internationales ont également augmenté de manière significative lié aux prix des commodités dans toutes les zones géographiques.

Le chiffre d'affaires des activités **Thermiques** s'est élevé à 7 129 millions d'euros, en hausse de 74,3% en brut et de 62,6% en organique. L'augmentation brute a bénéficié d'effets de change positifs principalement au Chili, au Pérou et au Pakistan. La performance organique est principalement liée à un niveau de *spread* exceptionnel et une augmentation des services ancillaires en Europe. Les activités sur le continent américain affichent une croissance positive grâce à l'indexation des contrats long-terme de vente d'électricité dans un contexte de hausse des prix des commodités et de l'inflation.

Le chiffre d'affaires des activités de **Fourniture d'énergie** s'est élevé à 16 810 millions d'euros, en hausse de 61,7% en brut et de 61,3% en organique. L'augmentation brute est principalement due à la hausse à des effets de change favorables. L'augmentation organique est liée à la hausse des prix des commodités, compensée par un effet volume négatif principalement dû à des températures plus chaudes.

Le chiffre d'affaires du **Nucléaire** est non significatif après élimination des opérations intragroupes, puisque la production a été vendue en interne à d'autres activités du Groupe.

Le chiffre d'affaires des activités «**Autres**» s'élève à 45 163 millions d'euros. L'augmentation par rapport à 2021 est principalement due à GEMS (+45 137 millions d'euros), notamment impacté par l'augmentation des prix des commodities combinée à une croissance des volumes.

1.11.4. EBITDA

L'**EBITDA** s'est établi à 13,7 milliards d'euros, en hausse de 29,8% en brut et 27,0% en organique.

Matrice par activité/géographie

<i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc.2022
Renouvelables	535	370	1 003	313	17	(35)	2 202
Infrastructures	3 396	96	731	(3)	-	(8)	4 212
<i>Energy Solutions</i>	605	240	(2)	34	70	(69)	879
Thermique	-	1 475	295	47	436	(17)	2 235
Fourniture d'énergie	(8)	199	6	-	70	(9)	258
Nucléaire	-	1 510	-	-	-	-	1 510
Autres	-	(16)	1	(1)	-	2 433	2 417
<i>Dont GEMS</i>						2 837	2 837
TOTAL EBITDA	4 528	3 875	2 033	390	592	2 295	13 713

<i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	462	172	1 016	86	12	(47)	1 702
Infrastructures	3 518	121	470	-	18	(7)	4 121
<i>Energy Solutions</i>	592	215	(3)	60	41	(119)	786
Thermique	-	743	424	43	448	(30)	1 628
Fourniture d'énergie	356	114	-	-	48	(20)	498
Nucléaire	-	1 403	-	-	-	-	1 403
Autres	-	2	1	10	-	412	426
<i>Dont GEMS</i>						679	679
TOTAL EBITDA	4 928	2 770	1 908	199	568	190	10 563

1.11.5. EBIT

L'**EBIT** est ressorti à 9,0 milliards d'euros, en hausse de 47,2% en brut et 42,7% en organique.

- **Taux de change** : un effet global positif de 325 millions d'euros sur l'EBIT, principalement lié à l'appréciation du real brésilien et du dollar américain.
- **Variation du périmètre** : un effet de périmètre négatif net de 115 millions d'euros sur l'EBIT, principalement lié à des événements survenus en 2021. Il s'agit notamment de la vente partielle d'actions de GTT qui a conduit à un changement de méthode de consolidation, des ventes d'actifs réalisées dans le cadre de la rationalisation géographique et de la sortie du charbon du Groupe. Ces effets n'ont été que partiellement compensés par l'acquisition d'Eolia en Espagne en mai 2022.
- **Températures en France** : par rapport à la normale, l'effet température normatif est négatif de 190 millions d'euros, générant une variation négative cumulée de 308 millions d'euros par rapport à 2021 dans les Infrastructures, la Fourniture d'énergie et les activités Autres en France.

La croissance de l'EBIT est principalement due à la performance des activités GEMS, Thermique et Renouvelables.

Matrice par activité/géographie

<i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc.2022
Renouvelables	375	313	796	172	9	(39)	1 627
Infrastructures	1 675	49	658	(3)	-	(8)	2 371
<i>Energy Solutions</i>	311	148	(5)	23	58	(123)	412
Thermique	-	1 278	51	44	417	(22)	1 768
Fourniture d'énergie	(164)	115	6	-	49	(13)	(7)
Nucléaire	-	1 026	-	-	-	-	1 026
Autres	-	(16)	-	(11)	-	1 875	1 848
<i>Dont GEMS</i>	-	-	-	-	-	2 618	2 618
TOTAL EBIT	2 197	2 913	1 506	226	532	1 671	9 045

<i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	273	117	846	(6)	8	(47)	1 191
Infrastructures	1 823	77	403	-	18	(7)	2 314
<i>Energy Solutions</i>	307	132	(5)	48	27	(159)	350
Thermique	-	564	189	41	421	(32)	1 183
Fourniture d'énergie	202	28	-	-	25	(23)	232
Nucléaire	-	959	-	-	-	-	959
Autres	-	2	-	(1)	-	(86)	(85)
<i>Dont GEMS</i>	-	-	-	-	-	507	507
TOTAL EBIT	2 605	1 880	1 433	82	498	(355)	6 145

Contribution des activités à l'EBIT sur 2022

<i>En millions d'euros</i>	31 déc.2022	31 déc. 2021	Variation brute en %	Variation organique en %	dont effet temp. (France) vs. 2021
Renouvelables	1 627	1 191	+36,6%	+19,1%	-
Infrastructures	2 371	2 314	+2,5%	+0,5%	(197)
<i>Energy Solutions</i>	412	350	+17,7%	+16,6%	-
Thermique	1 768	1 183	+49,4%	+46,6%	-
<i>Supply</i>	(7)	232			(87)
Nucléaire	1 026	959	+6,9%	+6,9%	-
Autres	1 848	(85)			(24)
<i>Dont GEMS</i>	2 618	507			(24)
TOTAL	9 045	6 145	+47,2%	+42,7%	(308)
TOTAL excluant Nucléaire	8 019	5 185	+54,7%	+49,1%	(308)

1.11.5.1. Renouvelables : contribution des actifs nouvellement mis en service et amélioration de la productivité

<i>En millions d'euros</i>	31 déc.2022	31 déc. 2021	Variation brute en %	Variation organique en %
EBIT	1 627	1 191	+36,6%	+19,1%
CAPEX totaux	3 333	1 881	+77,2%	-
CNR – prix captés (€/MWh)	60	56	+7,0%	-
Marges DBSO ⁽¹⁾ (contribution EBIT)	102	31		-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Mises en service (GW à 100 %)	3,9	3,0	+30,0%	-
Volumes hydro - France (TWh à 100 %)	12,8	15,2	-2,4	-

(1) Develop, Build, Share and Operate.

Les activités Renouvelables ont enregistré une croissance organique de l'EBIT de 19,1%, reflétant la contribution de nouvelles capacités dans les principales géographies et technologies du Groupe (+268 millions d'euros), le plan de performance (+87 millions d'euros), un effet volume positif (+69 millions d'euros, principalement lié à l'impact de l'épisode de froid extrême survenu au Texas au premier trimestre 2021 (-90 millions d'euros) et un effet prix positif (+55 millions d'euros, principalement dû à des prix captés plus élevés pour l'hydroélectricité en France, partiellement compensés par des rachats d'hydroélectricité en France et au Portugal dans un contexte de faible hydrologie en Europe). Ces éléments de croissance ont plus que compensé l'effet *one-off* lié à la décision GFOM au Brésil en 2021 (-300 millions d'euros).

Le partage des bénéfices sur la production hydroélectrique de la CNR en France a augmenté en raison des nouvelles modalités de calculs consécutives à l'adoption de la loi «Aménagement du Rhône» en février 2022. Le taux de taxation varie désormais en fonction des prix de l'électricité captés, allant de 10% pour la fraction inférieure à 26,5 €/MWh à 80% pour la fraction supérieure à 80 €/MWh. L'impact sur l'EBIT du Groupe en 2022 s'élève à -176 millions d'euros.

1.11.5.2. Infrastructures: forte performance en Amérique latine, partiellement compensée par des températures plus chaudes en Europe

En millions d'euros	31 déc.2022	31 déc. 2021	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	4 212	4 121	+2,2%	+1,0%
EBIT	2 371	2 314	+2,5%	+0,5%
CAPEX totaux	2 321	2 524	-8,0%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température – France (EBIT en m€)	(122)	75	(197)	-
Compteurs communicants - France (m)	10,9	9,2	+1,7	-

L'EBIT des activités Infrastructures s'est élevé à 2 371 millions d'euros, en hausse organique de 0,5%.

L'EBIT des Infrastructures en France est en baisse de 148 millions d'euros en raison d'une baisse des volumes distribués liée à des températures plus élevées qu'en 2021, ainsi que d'une baisse des revenus tarifaires reflétant les révisions réglementaires dont les effets sont lissés sur la période réglementaire de quatre ans. Ces effets ont été que partiellement compensés par une croissance significative des revenus à court terme dans les terminaux, le stockage ainsi que le transport, y compris les capacités souscrites de la France vers l'Allemagne.

Le Groupe a réalisé de bonnes performances hors de France avec un EBIT en hausse organique de 160 millions d'euros, principalement grâce à une plus forte contribution de l'Amérique latine, portée par une plus forte croissance intrinsèque et l'indexation des revenus.

1.11.5.3. Energy Solutions : hausse des prix de l'énergie et bonne performance commerciale malgré des températures plus élevées

En millions d'euros	31 déc.2022	31 déc. 2021	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	11 552	9 926	+16,4%	+21,1%
EBIT	412	350	+17,7%	+16,6%
CAPEX totaux	886	903	-1,8%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Cap. Installées infra. Décentralisées (GW)	24,9	24,1 ⁽¹⁾	+3,8%	-
Marge d'EBIT (hors EVBox)	+4,6%	+5,0%	-45 bps	-
Backlog - Concessions en France (milliards d'euros)	18,4	16,8	+1,6	-

(1) Données retraitées pour exclure les pays dont ENGIE s'est retiré ou a arrêté le développement suite à la rationalisation géographique présentée en mai 2021.

L'EBIT d'Energy Solutions s'est établi à 412 millions d'euros, en hausse organique de 16,6%.

La croissance organique a été portée par l'impact positif des prix de l'énergie, l'effet positif du plan de performance dans les services d'efficacité énergétique, la dynamique du marché commercial, notamment dans la cogénération et les réseaux urbains de chaleur et de froid. Elle a également bénéficié de la montée en puissance de la production et des améliorations de processus en cours sur EVBox malgré le ralentissement du rythme de croissance du marché des véhicules électriques. Ces éléments ont été partiellement compensés par des températures plus chaudes et plusieurs *one-off* positifs en 2021 sur la production d'énergie sur site.

1.11.5.4. Thermique : augmentation des *spreads* et des services auxiliaires grâce aux actifs flexibles en Europe

<i>En millions d'euros</i>	31 déc.2022	31 déc. 2021	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	2 235	1 628	+37,3%	+33,7%
EBIT	1 768	1 183	+49,4%	+46,6%
Indicateurs de performance opérationnelle				
CS moyen capté - Europe (€/MWh)	28	19	+50%	-
Capacité installée (GW)	59,5	59,9	(0,4)	-

L'EBIT des activités thermiques s'est élevé à 1 768 millions d'euros, en hausse organique de 47%.

La croissance organique s'explique principalement par un effet prix (+992 millions d'euros, liés à des *spreads* captés plus élevés pour les actifs européens, partiellement compensé par l'impact négatif de l'augmentation des prix des combustibles d'approvisionnement au Chili, ainsi qu'une position gaz défavorable en Australie) et par une plus forte contribution des services auxiliaires et des mécanismes de rémunération (+175 millions d'euros). Ces effets ont été partiellement compensés par la baisse des volumes (-440 millions d'euros), principalement en Europe, liée à des pannes et plusieurs grèves ainsi que par la taxe sur les bénéfices exceptionnels en Italie que conteste ENGIE.

1.11.5.5. Fourniture d'énergie : effets *timing* négatifs, température plus élevée en Europe, plafonnement des prix et mesures de soutien.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc.2022	31 déc. 2021	Variation brute en%	Variation organique en%
EBITDA	258	498	-48,2%	-47,3%
EBIT	(7)	232	-	-
Effet température, normatif – France (EBIT)	(53)	34	(87)	-

L'EBIT des activités de fourniture d'Énergie s'est élevé à -7 millions d'euros. Sur le plan organique, la diminution (-230 millions d'euros) est principalement due à un effet prix négatif en France et à des mesures de soutien aux ménages, partiellement compensé par des revenus plus élevés dans la plupart des autres pays. L'EBIT a diminué de 626 millions d'euros au cours du quatrième trimestre, principalement en raison de l'inversion attendue des effets *timing* principalement liés au mécanisme ARENH existant et des effets climat négatifs.

1.11.5.6. Nucléaire : des prix plus élevés conduisant à un partage des bénéfices plus élevé avec la taxe nucléaire belge et le plafonnement de la rente inframarginale.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc.2022	31 déc. 2021	Variation brute en%	Variation organique en%
EBITDA	1 510	1 403	+7,6%	+7,6%
EBIT	1 026	959	+6,9%	+6,9%
CAPEX totaux	229	201	+14,2%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (BE + FR, proport, TWh)	42,1	47,4	-5,4 TWh	-
Disponibilité (Belgique, à 100%)	83,6%	91,8%	- 820 bps	-

L'EBIT du Nucléaire s'est élevé à 1 026 millions d'euros, en hausse de 6,9 % en organique.

Cette hausse s'explique par des prix captés plus élevés (+1 694 millions d'euros, à 97 €/MWh en 2022 contre 60 €/MWh en 2021), ce qui a entraîné une augmentation de la contribution à la taxe nucléaire sur les réacteurs de deuxième génération (-759 millions d'euros) et du plafond des recettes issues de la production d'électricité des technologies inframarginales (-376 millions d'euros). L'EBIT a par ailleurs été pénalisé par un effet volume négatif (- 494 millions d'euros) dû à des indisponibilités plus importantes en Belgique (taux de disponibilité de 83,6 %, contre 91,8 % en 2021) et en France.

1.11.5.7. Activités «Autres» : forte contribution de GEMS dans des conditions de marché sans précédent

L'EBIT de GEMS s'est élevé à 2 618 millions d'euros, soit une augmentation organique de 2 087 millions d'euros par rapport à 2021.

En tant qu'acteur intégré, ENGIE opère sur les marchés de l'énergie par le biais de GEMS. Il s'approvisionne en énergie, commercialise sa propre production et couvre ses positions en amont et en aval pour répondre aux besoins de ses clients en matière de gestion des risques et de décarbonation, et de sécurité d'approvisionnement en Europe. GEMS a connu un niveau d'activité record sur l'ensemble de ses segments dans un environnement de prix et de volatilité exceptionnellement élevés. GEMS a également continué à bénéficier des optionnalités inhérentes à ses contrats commerciaux, en optimisant en particulier les contrats long terme.

1.11.6. Analyse de la croissance organique en base comparable

En millions d'euros	31 déc.2022	31 déc. 2021	Variation brute/organique en%
Chiffres d'affaires	93 865	57 866	+62,2%
Effet périmètre	(21)	(807)	-
Effet change	-	1 462	-
Données comparables	93 844	58 523	+60,4%

En millions d'euros	31 déc.2022	31 déc. 2021	Variation brute/organique en%
EBITDA	13 713	10 563	+29,8%
Effet périmètre	(48)	(219)	-
Effet change	-	418	-
Données comparables	13 665	10 762	+27,0%

En millions d'euros	31 déc.2022	31 déc. 2021	Variation brute/organique en%
EBIT	9 045	6 145	+47,2%
Effet périmètre	(47)	(163)	-
Effet change	-	325	-
Données comparables	8 998	6 307	+42,7%

Le calcul de la croissance organique vise à présenter des données comparables tant en termes de taux de change utilisés pour la conversion des états financiers de sociétés étrangères qu'en termes d'entités contributives (méthode de consolidation et contribution en termes de nombre de mois comparable). La croissance organique en pourcentage représente le rapport entre les données de l'année en cours (N) et de l'année précédente (N-1) retraitées comme suit :

- Les données N-1 sont corrigées en supprimant les contributions des entités cédées au cours de la période N-1 ou *prorata temporis* pour le nombre de mois postérieurs à la cession en N ;
- Les données N-1 sont converties au taux de change de la période N ;

- Les données N sont corrigées des données des acquisitions N ou *prorata temporis* pour le nombre de mois antérieurs à l'acquisition en N-1.

2 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

La réconciliation de l'EBIT au Résultat net se détaille comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation brute en %
EBIT	9 045	6 145	+47,2%
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(3 661)	721	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(17)	50	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	5 367	6 916	-22,4%
Pertes de valeur	(2 774)	(1 028)	
Restructurations	(230)	(204)	
Effets de périmètre	91	1 107	
Autres éléments non récurrents	(1 328)	(69)	
Résultat des activités opérationnelles	1 127	6 722	-83,2%
Résultat financier	(3 003)	(1 350)	
Impôts sur les bénéfices	83	(1 695)	
RÉSULTAT NET	390	3 758	-89,6%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	5 223	2 927	
Résultat net récurrent part du Groupe par action	2,24	1,26	
Résultat net part du Groupe	216	3 661	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	173	97	

La réconciliation du Résultat net récurrent part du Groupe au Résultat net part du Groupe se détaille comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	5 223	2 927
Pertes de valeur et autres	(1 494)	(970)
Restructurations	(230)	(204)
Effets de périmètre	91	1 107
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(3 661)	721
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe	287	231
Résultat net part du Groupe	216	3 582

Le **résultat des activités opérationnelles (RAO)** s'établit à 1 127 millions d'euros, en baisse par rapport au 31 décembre 2021, principalement en raison des résultats latents sur instruments financiers de couverture de matières premières portés par l'augmentation des prix des commodités notamment sur certaines positions de couverture économique gaz et électricité non documentées en couverture de flux de trésorerie, de pertes de valeur plus importantes, de moindres gains enregistrés sur des cessions d'actifs, de la comptabilisation de coût additionnels liés à la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique, partiellement compensés par la croissance de l'EBIT.

Le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 2 774 millions d'euros (contre 1 028 millions d'euros au 31 décembre 2021) (cf. Note 9.1) ;
- des charges de restructuration de 230 millions d'euros (contre 204 millions d'euros au 31 décembre 2021) (cf. Note 9.2) ;
- des «Effets de périmètre» pour 91 millions d'euros (contre 1 107 millions d'euros au 31 décembre 2021) comprenant principalement le résultat relatif à la cession de la participation du Groupe dans Gaztransport et Technigaz (GTT) représentant environ 24,6% de son capital social (+280 millions d'euros), d'actifs renouvelables de géothermie en Indonésie (+111 millions d'euros), des activités *Energy Solutions* en Afrique et en France (-127 millions d'euros), et au rachat de parts dans des actifs renouvelables en Inde assorti d'obligations de refinancement prévues en 2023 (-110 millions d'euros) (cf. Note 9.3) ;
- des autres éléments non récurrents de -1 328 millions d'euros (contre -69 millions d'euros au 31 décembre 2021) comprenant principalement la charge nette de -979 millions d'euros liée à l'augmentation de la provision pour gestion de l'aval de cycle du combustible nucléaire dans le cadre de la révision des provisions nucléaires en Belgique (cf. Note 9.4).

Le **résultat financier** s'élève à -3 003 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre -1 350 millions d'euros au 31 décembre 2021 (cf. Note 10). Cette variation résulte principalement de la dépréciation comptabilisée sur le prêt accordé à Nord Stream 2 (-987 millions d'euros) et de l'impact négatif du différentiel de variation de juste valeur des OPCVM détenus par Synatom (-280 millions d'euros). Retraité des éléments non récurrents, le résultat financier s'élève à -1 819 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre -1 494 millions d'euros au 31 décembre 2021. Cette dégradation provient de l'augmentation des autres charges financières, ainsi que de la hausse du coût de la dette nette, notamment en raison de l'augmentation des dettes de location liée à l'extension de la concession de la Compagnie Nationale du Rhône. L'augmentation du coût moyen de la dette brute, principalement en raison de l'augmentation des taux d'intérêt, est compensée par la hausse de la rémunération de la trésorerie et équivalents de trésorerie et des instruments liquides de dette.

Le **produit d'impôt** au 31 décembre 2022 s'établit à +83 millions d'euros (contre une charge d'impôt de -1 695 millions d'euros au 31 décembre 2021). Il comprend un produit d'impôt de 1 474 millions d'euros relatifs à des éléments non récurrents fiscalisés (contre une charge d'impôt de -552 millions d'euros au 31 décembre 2021), principalement des pertes MtM comptabilisées par ENGIE SA.

Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 22,6% à fin décembre 2022 contre 29,3% à fin décembre 2021, principalement en raison de :

- l'évolution favorable de la situation fiscale dans certains pays ne reconnaissant que partiellement leurs actifs d'impôt différé notamment en Europe, aux États-Unis et en Australie – environ -7,6 points ;
- l'effet sur les positions de passifs d'impôt différé de la hausse du taux d'impôt futur sur les résultats votée au Royaume-Uni en 2021 – environ -2,1 points ;
- l'impact défavorable de la non déductibilité de la contribution fiscale extraordinaire votée en 2022 en Italie et comptabilisée en charges opérationnelles par le Groupe – environ +1,2 point ;
- la contribution exceptionnelle de solidarité votée en 2022 en Italie qui accroît la charge d'impôt sur les résultats – environ +2,1 points.

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 5 223 millions d'euros contre 2 927 millions d'euros au 31 décembre 2021. Cette hausse est principalement due à la forte croissance de l'EBIT, à la baisse du taux effectif d'impôt récurrent de 29,3% à 22,6%, compensée partiellement par la hausse de la charge financière récurrente.

Le **résultat net part du Groupe** est de 216 millions d'euros, en baisse de -3 445 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2021 en raison principalement de pertes de valeurs, de la comptabilisation de coût additionnels liés à la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique, à l'effet négatif du *mark-to-market* sur les contrats de commodités autres que les instruments de *trading*, de la comptabilisation de la perte de crédit sur Nord Stream 2, partiellement compensé par la plus-value réalisée sur la cession d'EQUANS.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 173 millions d'euros (contre 97 millions d'euros au 31 décembre 2021) en raison de la bonne performance relative des sociétés comptant des actionnaires minoritaires, notamment dans le Renouvelable aux États-Unis et les Infrastructures France.

Le **Retour des Capitaux employés (ROCE)** s'est amélioré au cours de l'année 2022 d'environ 9,1% en 2021 à 12,6% en 2022, principalement grâce à l'amélioration de l'EBIT et la diminution du taux effectif d'impôt.

3 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'**endettement financier net** s'est établi à 24,1 milliards d'euros, en baisse de 1,3 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2021.

Cette baisse est liée aux :

- le *Cash Flow From Operations* de 8,0 milliards d'euros ;
- les cessions de 9,0 milliards d'euros, principalement liées à la cession d'EQUANS.

Ces effets positifs ont été en partie compensés par :

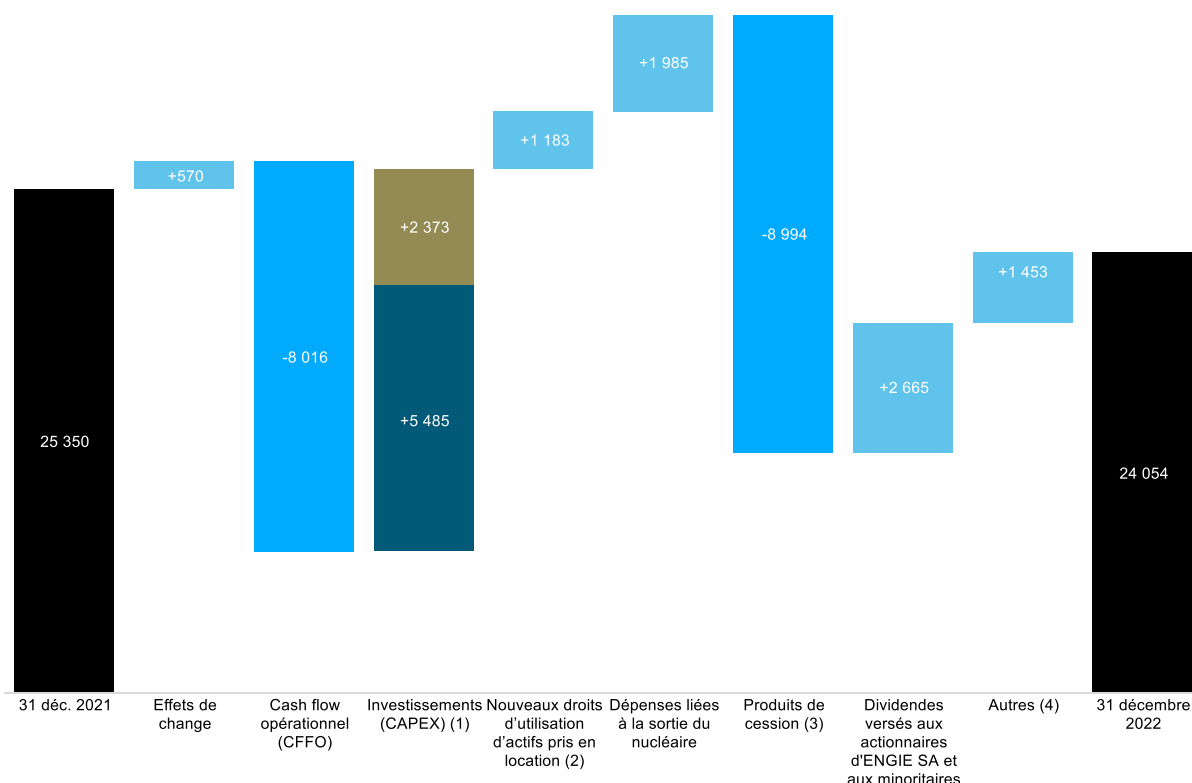
- les dépenses d'investissements sur la période de 7,9 milliards d'euros ;
- les versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle (2,7 milliards d'euros) ;
- les dépenses de démantèlement et financement de la sortie du nucléaire ⁽¹⁾ en Belgique de 2,0 milliards d'euros.
- Le droits d'usage de 1,2 milliard d'euros, notamment ceux consécutifs à l'extension de la concession hydroélectrique de la CNR ;
- divers autres éléments, à hauteur de 1,9 milliard d'euros, principalement liés aux effets de change.

(1) Les flux de financement relatifs à Synatom étaient précédemment comptabilisés dans les Capex bruts et les dépenses de gestion des déchets/démantèlement en CFFO.

3 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

Les mouvements relatifs à l'endettement financier net sont les suivants :

En millions d'euros



■ CAPEX de maintenance
 ■ CAPEX de croissance

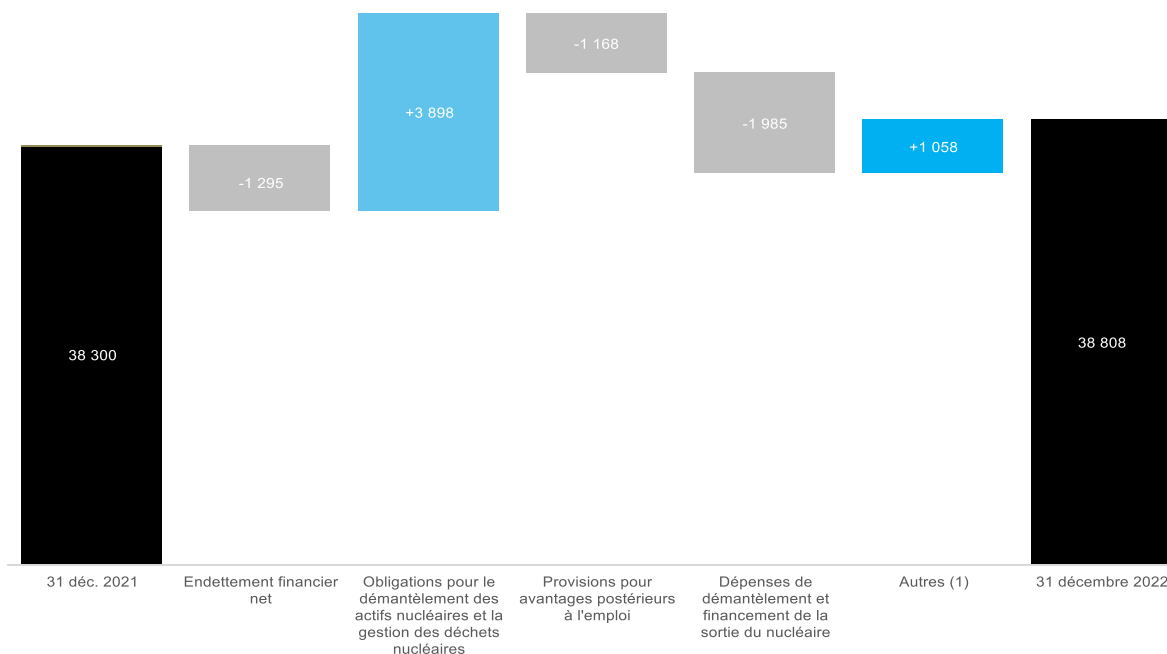
- (1) CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO, et des variations de périmètre sur l'endettement financier net des entreprises acquises.
- (2) Principalement liés à l'extension de la concession CNR.
- (3) Hors produits de cession dans le cadre des activités DBSO.
- (4) Principalement dérivés et MtM.

La **dette nette économique** s'est élevée à 38,8 milliards d'euros, en hausse de 0,5 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2021, principalement en raison de l'augmentation des provisions pour démantèlement, remise en état de site et gestion de l'aval du cycle nucléaire (+3,9 milliards d'euros, comprenant principalement l'augmentation des provisions nucléaires de +3,3 milliards d'euros consécutive à la révision triennale) et d'autres variations (+1,1 milliard d'euros qui comprend essentiellement la variation de la juste valeur des actifs dédiés relatifs aux provisions nucléaires et aux investissements financiers dérivés associés). Ces éléments ont été en partie compensés par les investissements de Synatom et les dépenses liées aux déchets/démantèlement (-2,0 milliards d'euros), la diminution de l'endettement financier net (-1,3 milliard d'euros) et des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (-1,2 milliard d'euros).

3 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

Les mouvements relatifs à la dette nette économique sont les suivants :

En millions d'euros



(1) Variation de la juste valeur des actifs dédiés relatifs aux provisions nucléaires et des instruments financiers dérivés associés.

Le **ratio endettement financier net/EBITDA** s'élève à 1,7x, en baisse de 0,6x par rapport au 31 décembre 2021. Le coût moyen de la dette brute s'est établi à 2,73%, en hausse de 8 points de base par rapport au 31 décembre 2021.

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Endettement financier net	24 054	25 350
EBITDA	13 713	10 563
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	1,75	2,40

Le **ratio dette nette économique/EBITDA** s'élève à 2,8X, en baisse de 0,8x par rapport au 31 décembre 2021 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Dette nette économique	38 808	38 300
EBITDA	13 713	10 563
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	2,83	3,63

3.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

Le **Cash Flow From Operations** s'est établi à 8,0 milliards d'euros, en hausse de 1,6 milliard d'euros par rapport à 2021. Cette augmentation est principalement liée à la hausse des flux de trésorerie d'exploitation (+2,6 milliards d'euros) porté par un EBITDA plus élevé (+3,1 milliards d'euros).

Le **besoin en fonds de roulement** était négatif de 2,4 milliards d'euros, identique à l'année précédente, avec une variation stable sous l'effet de prix net négatifs (-4,8 milliards d'euros), principalement en raison d'une valorisation plus élevée des stocks de gaz (-1,8 milliard d'euros), des créances nettes (-2,3 milliards d'euros), des volumes de fourniture d'énergie non

facturés (-0,5 milliard d'euros, liés à l'énergie en compteur) et du bouclier tarifaire européen (-1,0 milliard d'euros, dû au gel des tarifs du gaz et de l'électricité en France (-1,7 milliard d'euros), du bouclier tarifaire en Roumanie et du tarif social en Belgique (-0,6 milliard d'euros), partiellement compensé par la prise en compte du gel des tarifs du gaz en France (+1,4 milliard d'euros). Ces effets sont compensés par les effets positifs d'appels de marge (+4,0 milliards d'euros) et des activités nucléaires (+1,5 milliard d'euros, principalement la taxe G2, le plafonnement des revenus inframarginaux et la révision du tarif ONDRAF.

3.2 Liquidités

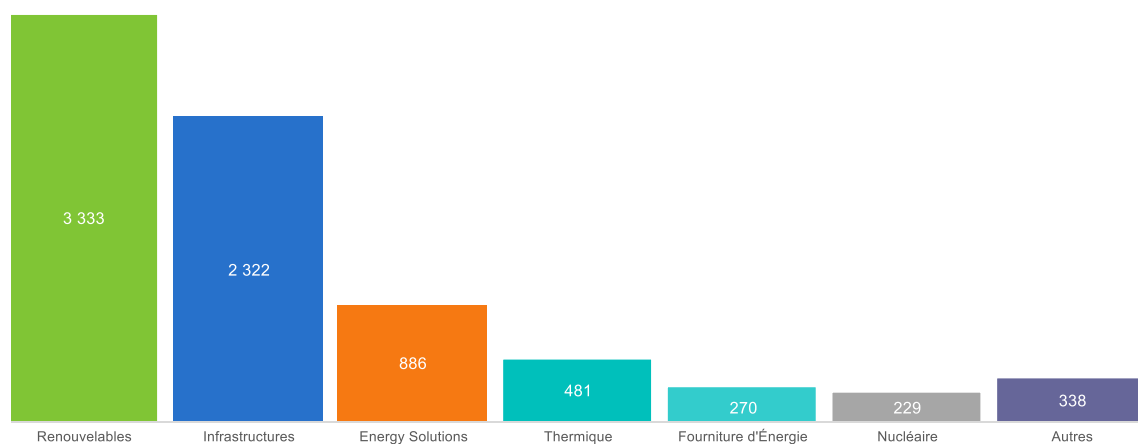
Le niveau de **liquidités** s'est établi à 20,9 milliards d'euros, dont 15,7 milliards d'euros de disponibilités ⁽¹⁾. Le Groupe a maintenu un niveau de liquidité élevé, en instaurant des actions spécifiques pour gérer la pression sur les liquidités, générée notamment par les niveaux sans précédent du prix des commodités.

3.3 Investissements nets

Le **total des investissements** s'est élevé à 7,9 milliards d'euros, dont 5,5 milliards d'euros dédié aux investissements de croissance.

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) par activité

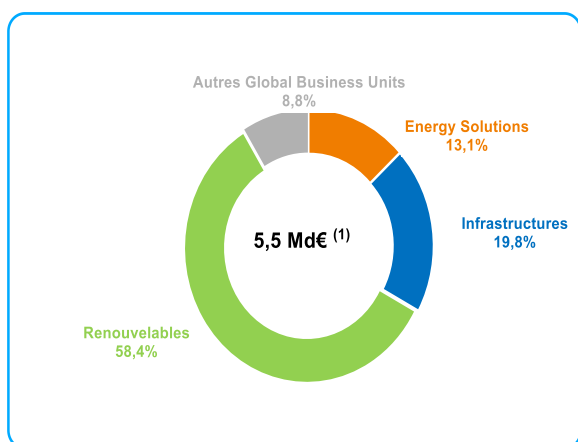
En millions d'euros



(1) Disponibilités desquelles sont ajoutés les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie, et retranchés les découverts bancaires.

3 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

Les investissements de croissance s'élèvent à 5,5 milliards d'euros et se détaillent comme suit par activité :



Principaux projets (Md€)	
Renouvelables	3,2
Espagne - Acquisition d'EOLIA Renouvelables	0,5
États-Unis - Projets Saturn	0,5
Ocean Winds - Injection de liquidités	0,5
États-Unis - Projets Pluto	0,4
Amérique Latine W&S - Brésil, Chili, Pérou et Mexique	0,4
ENGIE Green W&S	0,2
Etats-Unis - Acquisition de Photosol et Libra BESS	0,1
Etats-Unis - Projet Mercury	-0,6
Infrastructures	1,1
GRDF - Compteurs intelligents + développement des réseaux	0,4
Brésil - Lignes de transmission d'électricité	0,1
GRTGaz	0,1
Energy Solutions	0,7
Divers projets en France (principalement infrastructures énergétiques de distribution)	0,2
Divers projets à l'international (principalement solaire aux États-Unis, réseaux de froid et chaleur en Europe et performance énergétique en AMEA)	0,2

(1) Net des cessions dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate.

La matrice activités/géographies des investissements de croissance se détaille comme suit :

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc.2022
Renouvelables	361	1 094	876	648	214	10	3 202
Infrastructures	779	63	245	-	-	-	1 087
Solutions Clients	354	122	19	66	75	80	716
Thermique	-	181	9	34	(9)	6	220
Supply	62	42	-	-	7	63	174
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	4	-	-	-	80	85
Dont GEMS	-	-	-	-	-	63	63
TOTAL CAPEX	1 556	1 506	1 148	748	287	240	5 485

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021 ^{(1) (2)}
Renouvelables	244	224	462	767	183	2	1 881
Infrastructures	812	68	440	-	-	-	1 320
Solutions Clients	209	118	15	305	29	40	715
Thermique	-	8	26	-	(52)	1	(17)
Supply	74	46	-	-	11	24	154
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	4	-	(1)	-	218	221
Dont GEMS	-	-	-	-	-	(31)	(31)
TOTAL CAPEX	1 338	468	942	1 071	171	285	4 275

(1) Les investissements de croissance incluent désormais les variations de périmètre sur l'endettement financier net des entreprises acquises. Les données au 31 décembre 2021 ont été retraitées en conséquence.

(2) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts Corporate entre les métiers.

Les investissements nets de la période s'élèvent à 0,2 milliard d'euros et comprennent :

- des investissements de croissance pour 5,5 milliards d'euros (cf. ci-dessus) ;
- des investissements de maintenance bruts pour 2,4 milliards d'euros ;
- des nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location enregistrés sur la période pour 1,2 milliard d'euros ;

- des effets de la réduction de la dette nette financière comptabilisée selon IFRS 5 en Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées pour -0,9 milliard d'euros ;
- des cessions représentant un montant de 7,9 milliards d'euros.

3.4 Dividendes et mouvements sur capitaux

Les dividendes et mouvements sur capitaux s'élevèrent à 3,1 milliards d'euros et comprennent le versement en mai du dividende d'ENGIE au titre de l'exercice 2021 pour 2,1 milliards d'euros, les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 0,5 milliard d'euros, le rachat des dettes hybrides et le paiement des coupons pour 0,5 milliard d'euros, les mouvements de capital liés au plan mondial d'actionnariat salarié dénommé «Link 2022» pour 0,1 milliard d'euros.

3.5 Endettement financier net au 31 décembre 2022

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 83% en euros, 11% en dollars américains et 10% en real brésiliens au 31 décembre 2022.

L'endettement financier net est libellé à 90% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 12,5 ans.

Au 31 décembre 2022, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,5 milliards d'euros.

3.6 *Rating*

Le 17 août 2022, S&P a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à BBB+ et sa notation court terme à A-2, avec une perspective stable.

Le 1 septembre 2022, Moody's a confirmé sa note Baa1/P-2 pour les engagements financiers non garantis de premier rang, avec une perspective stable.

Le 19 octobre 2022, Fitch a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à A- et a confirmé sa notation court terme F1, avec une perspective stable.

4 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation nette
Actifs non courants	131 521	117 418	14 102
<i>Dont goodwill</i>	12 854	12 799	55
<i>Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes</i>	62 853	57 863	4 990
<i>Dont instruments financiers dérivés</i>	33 134	25 616	7 517
<i>Dont participations dans les entreprises mises en équivalence</i>	9 279	8 498	780
Actifs courants	103 969	107 915	(3 946)
<i>Dont créances commerciales et autres débiteurs</i>	31 310	32 556	(1 245)
<i>Dont instruments financiers dérivés</i>	15 252	19 373	(4 120)
<i>Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	428	11 881	(11 452)
Capitaux propres	39 285	41 980	(2 695)
Provisions	27 027	25 459	1 568
Dettes financières	40 591	41 048	(457)
Instruments financiers dérivés	51 276	46 931	4 346
Autres passifs	77 311	69 916	7 395
<i>Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	371	7 415	(7 045)

Les **immobilisations (corporelles et incorporelles nettes)** s'établissent à 62,9 milliards d'euros, en hausse de 5,0 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2021. Cette variation résulte pour l'essentiel des investissements de la période (+8,7 milliards d'euros), des écarts de conversion (+1,0 milliard d'euros principalement lié à l'appréciation du dollar américain et du réal brésilien), partiellement compensés par des amortissements (-4,6 milliards d'euros) et des pertes de valeur (-2,3 milliards d'euros).

Les **goodwill** s'établissent à 12,9 milliards d'euros, stable par rapport au 31 décembre 2021.

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** augmentent de 0,8 milliard d'euros notamment dû à l'acquisition d'Eolia Renovables (cf. Note 4.3).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 39,3 milliards d'euros, en baisse de 2,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2021. Cette baisse provient essentiellement des dividendes distribués (-2,6 milliards d'euros), des opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée (-0,5 milliard d'euros) et des autres éléments du résultat global (-0,2 milliard d'euros dont -4,7 milliards d'euros au titre des couvertures de flux de trésorerie sur matières premières, +2,7 milliards d'euros de pertes et gains actuariels, 0,9 milliard d'euros de quote-part des entreprises mises en équivalence et 0,8 milliard d'euros d'écarts de conversion) compensés par le résultat net de la période (+0,4 milliard d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 27,0 milliards d'euros, en hausse de 1,6 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2021. Cette hausse provient principalement de la hausse des provisions pour démantèlement des installations nucléaires et gestion de l'aval du cycle nucléaire Synatom (cf. Note 17), partiellement compensée par des gains actuariels sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme (-2,8 milliards d'euros) dus à la forte hausse des taux d'actualisation sur la période (cf. Note 18).

La variation à la hausse des **instruments financiers dérivés** s'explique principalement par la volatilité extrême du prix des matières premières sur l'exercice.

Les actifs et passifs classés sur les lignes «**Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente**» et «**Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente**» se rapportent uniquement à une centrale thermique au Brésil, suite à la cession d'EQUANS en octobre 2022.

5 COMPTES SOCIAUX

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux d'ENGIE SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2022, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 68 500 millions d'euros, en forte croissance par rapport à 2021 (36 224 millions d'euros), aussi bien sur le marché du gaz que celui de l'électricité.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à 1 051 millions d'euros au 31 décembre 2022, en amélioration de 1 897 millions d'euros par rapport à l'exercice 2021 où il était de - 846 millions d'euros. La marge énergie se dégrade de 152 millions d'euros.

Le résultat financier est de 1 786 millions d'euros, en hausse de 1 405 millions d'euros par rapport à 2021 en raison principalement d'une hausse des dividendes reçus.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel, négatif de 1 461 millions d'euros, principalement constitué des variations de valeurs des titres de participation (dont Electrabell) et de plus-value de cession de titres (dont Gaztransport & Technigaz).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 321 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 474 millions d'euros à la clôture précédente) incluant un produit d'intégration fiscale de 253 millions d'euros.

Le résultat net ressort à +1 697 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 31 117 millions d'euros contre 31 211 millions d'euros à fin 2021, soit une légère baisse de 94 millions d'euros liée au résultat de l'exercice 2022 (1 697 millions d'euros) et au paiement du dividende 2021 pour un montant de 2 093 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, les dettes financières ressortent à 40 885 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 16 809 millions d'euros (dont 10 105 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Informations relatives aux délais de paiement

En application des articles L441-14 et D441-6 du Code de Commerce, les sociétés dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs et de leurs clients, afin de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement.

Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs et des clients mentionnés aux articles L.441-10 à L441-16 du Code de Commerce

En millions d'euros	Articles L441-10 à L441-16 : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Articles L441-10 à L441-16 : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	-					46 998						4 221 959
Montant total des factures	-	53,7	130,1	8,0	799,8	991,5	287,8	147,1	208,3	918,5		1 561,8
Pourcentage du montant total des	-	0,06%	0,16%	0,01%	0,96%	1,19%						
Pourcentage du chiffre d'affaires							0,36%	0,18%	0,26%	1,14%		1,93%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues			540						542			
Montant total des factures exclues			(6,9)						0,8			
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal - article L. 441-6 ou article L. 443-1 du code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux : 30 jours						Délais contractuels : 14 jours Délais légaux : 30 jours					

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT	35
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	36
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	37
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	39
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE	41

COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
CHIFFRE D'AFFAIRES	6.2 & 7	93 865	57 866
Achats et dérivés à caractère opérationnel	8.1	(74 535)	(38 861)
Charges de personnel	8.2	(8 078)	(7 692)
Amortissements, dépréciations et provisions	8.3	(5 187)	(4 840)
Impôts et taxes	8.4	(3 380)	(1 479)
Autres produits opérationnels		1 624	1 122
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		4 309	6 116
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	1 059	800
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		5 367	6 916
Pertes de valeur	9.1	(2 774)	(1 028)
Restructurations	9.2	(230)	(204)
Effets de périmètre	9.3	91	1 107
Autres éléments non récurrents	9.4	(1 328)	(69)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	9	1 127	6 722
Charges financières		(3 700)	(2 061)
Produits financiers		697	711
RÉSULTAT FINANCIER	10	(3 003)	(1 350)
Impôt sur les bénéfices	11	83	(1 695)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		(1 793)	3 678
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		2 183	80
RÉSULTAT NET		390	3 758
Résultat net part du Groupe		216	3 661
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>		<i>(1 965)</i>	<i>3 582</i>
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>		<i>2 182</i>	<i>79</i>
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		173	97
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		<i>172</i>	<i>96</i>
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		<i>1</i>	<i>1</i>
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	12	0,08	1,46
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action</i>		<i>(0,84)</i>	<i>1,43</i>
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action</i>		<i>0,93</i>	<i>0,03</i>
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	12	0,08	1,46
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		<i>(0,84)</i>	<i>1,42</i>
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		<i>0,93</i>	<i>0,03</i>

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
RÉSULTAT NET		390	3 758
Instruments de dette	14.1	(378)	(21)
Couverture d'investissement net	15	(15)	(215)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	15	938	511
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	15	(4 719)	3 980
Impôts différés sur éléments recyclables ou recyclés		951	(1 333)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		871	270
Écarts de conversion		848	909
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		(118)	114
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		(1 622)	4 215
Instruments de capitaux propres	14.1	(685)	159
Pertes et gains actuariels		2 718	1 742
Impôts différés sur éléments non recyclables		(613)	(451)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		5	-
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		48	48
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		1 472	1 499
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES ET NON RECYCLABLES		(150)	5 713
RÉSULTAT GLOBAL		240	9 471
<i>Dont quote-part du Groupe</i>		(257)	9 415
<i>Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle</i>		497	56

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

ACTIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Actifs non courants			
Goodwill	13.1	12 854	12 799
Immobilisations incorporelles nettes	13.2	7 364	6 784
Immobilisations corporelles nettes	13.3	55 488	51 079
Autres actifs financiers	14	10 599	10 949
Instruments financiers dérivés	14	33 134	25 616
Actifs de contrats	7	9	34
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	9 279	8 498
Autres actifs non courants	22	766	478
Actifs d'impôt différés	11	2 029	1 181
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		131 521	117 418
Actifs courants			
Autres actifs financiers	14	2 394	2 495
Instruments financiers dérivés	14	15 252	19 373
Créances commerciales et autres débiteurs	7	31 310	32 555
Actifs de contrats	7	12 575	8 344
Stocks	22	8 145	6 175
Autres actifs courants	22	18 294	13 202
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	15 570	13 890
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	428	11 881
TOTAL ACTIFS COURANTS		103 969	107 915
TOTAL ACTIF		235 490	225 333

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

PASSIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Capitaux propres part du Groupe		34 253	36 994
Participations ne donnant pas le contrôle	2	5 032	4 986
TOTAL CAPITAUX PROPRES	16	39 285	41 980
Passifs non courants			
Provisions	17	24 663	23 394
Emprunts à long terme	14	28 083	30 458
Instruments financiers dérivés	14	39 417	24 228
Autres passifs financiers	14	90	108
Passifs de contrats	7	121	68
Autres passifs non courants	22	3 646	2 342
Passifs d'impôt différés	11	6 408	7 738
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		102 427	88 336
Passifs courants			
Provisions	17	2 365	2 066
Emprunts à court terme	14	12 508	10 590
Instruments financiers dérivés	14	11 859	22 702
Fournisseurs et autres créanciers	14	39 801	32 822
Passifs de contrats	7	3 292	2 671
Autres passifs courants	22	23 583	16 752
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	371	7 415
TOTAL PASSIFS COURANTS		93 778	95 019
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		235 490	225 333

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

<i>En millions d'euros</i>	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Titres super- subordon- nés à durée indéter- minée	Varia- tions de juste valeur et autres	Écarts de conver- sion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2020	2 435	31 291	(3 874)	3 913	(1 719)	(2 850)	(251)	28 945	4 911	33 856
Résultat net			3 661					3 661	97	3 758
Autres éléments du résultat global			1 490		3 431	833		5 753	(40)	5 713
RÉSULTAT GLOBAL			5 151	-	3 431	833	-	9 415	56	9 471
Rémunération sur base d'actions	-	-	48					48	1	49
Dividendes distribués en numéraire ⁽¹⁾		(1 296)	-					(1 296)	(410)	(1 706)
Achat/vente d'actions propres			(52)				52	-	-	-
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée ⁽¹⁾			(129)	(146)				(275)		(275)
Transactions entre actionnaires ^{(1) (2)}			324					324	740	1 064
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle ^{(1) (3)}			-					-	(312)	(312)
Augmentations et réductions de capital								-	(1)	(1)
Changements normatifs			43					43	1	44
Autres variations ^{(1) (4)}		(3 937)	3 726	-	-			(211)	1	(209)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2021	2 435	26 058	5 238	3 767	1 711	(2 017)	(199)	36 994	4 986	41 980

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 19 «Éléments sur capitaux propres» des états financiers consolidés au 31 décembre 2021.

(2) Concerne principalement la cession de 11,5% de GRTgaz.

(3) Concerne principalement la cession partielle de Gaztransport et Technigaz SA (GTT).

(4) L'impact net concerne principalement le litige avec l'Administration fiscale française sur la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ. Ce litige est présenté dans la note 26.7.1 «Contentieux et enquêtes» des états financiers consolidés au 31 décembre 2021.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Titres super- subordon- nés à durée indéter- minée	Varia- tions de juste valeur et autres	Écarts de conver- sion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2021	2 435	26 058	5 238	3 767	1 711	(2 017)	(199)	36 994	4 986	41 980
Résultat net			216	-	-	-		216	173	390
Autres éléments du résultat global			1 311	-	(2 379)	595		(474)	324	(150)
RÉSULTAT GLOBAL			1 527	-	(2 379)	595		(257)	497	240
Rémunération sur base d'actions		3	45					48	-	48
Dividendes distribués en numéraire ⁽¹⁾		(394)	(1 689)					(2 082)	(482)	(2 565)
Achat/vente d'actions propres			(43)	-	-	-	10	(33)	-	(33)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée ⁽¹⁾			(77)	(374)				(451)		(451)
Transactions entre actionnaires ^{(1) (2)}			154					154	56	210
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle								-	(41)	(41)
Augmentations et réductions de capital								-	19	19
Changements normatifs ⁽³⁾			(116)					(116)	(6)	(121)
Autres variations		-	(5)					(5)	3	(1)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2022	2 435	25 667	5 036	3 393	(668)	(1 422)	(189)	34 253	5 032	39 285

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 16 «Éléments sur les capitaux propres».

(2) Concerne principalement la cession d'une partie du portefeuille d'actifs renouvelables aux États-Unis. (cf. Note 16.2.4 «Autres opérations»).

(3) Contrat SaaS (cf. Note 1.1.2 «Autre texte»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
RÉSULTAT NET		390	3 758
- Résultat net des activités non poursuivies		2 183	80
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		(1 793)	3 678
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(1 059)	(800)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		713	662
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		8 057	5 484
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		74	(1 039)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		3 661	(721)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(157)	(501)
- Charge d'impôt	11	(83)	1 695
- Résultat financier	10	3 003	1 350
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		12 415	9 807
+ Impôt décaissé		(1 504)	(603)
Variation du besoin en fonds de roulement	22.1	(2 424)	(2 377)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		8 488	6 827
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		98	486
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		8 586	7 313
Investissements corporels et incorporels	13.2 & 13.3	(6 379)	(5 990)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	4 & 14	(289)	(392)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	4 & 14	(407)	(369)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	175	(1 548)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	13.2 & 13.3	173	88
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	4 & 14	6 728	(173)
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	4 & 14	1 461	62
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	268	73
Intérêts reçus d'actifs financiers		(37)	32
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		18	57
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.6	(2 877)	121
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		(1 167)	(8 039)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		(3 123)	(3 003)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(4 290)	(11 042)
Dividendes payés ⁽¹⁾		(2 665)	(1 859)
Remboursement de dettes financières		(10 972)	(5 054)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		188	464
Intérêts financiers versés		(822)	(719)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		194	52
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(216)	(219)
Augmentation des dettes financières		8 669	8 353
Augmentation/diminution de capital		(259)	226
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(115)	-
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.6	-	1 085
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		(5 997)	2 329
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		3 019	2 519
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(2 979)	4 848
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies		356	223
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		7	10
Effet des variations de change et divers		363	233
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		1 680	1 352
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		-	(440)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		13 890	12 980
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		15 570	13 890

(1) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 16 «Éléments sur capitaux propres»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS 44	
Note 2	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2022	49
Note 3	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE.....	56
Note 4	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE.....	65
Note 5	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE.....	71
Note 6	INFORMATION SECTORIELLE	76
Note 7	VENTES.....	81
Note 8	CHARGES OPÉRATIONNELLES	85
Note 9	AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES.....	87
Note 10	RÉSULTAT FINANCIER	90
Note 11	IMPÔTS	91
Note 12	RÉSULTAT PAR ACTION.....	96
Note 13	ACTIFS IMMOBILISÉS.....	97
Note 14	INSTRUMENTS FINANCIERS.....	112
Note 15	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	130
Note 16	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES.....	152
Note 17	PROVISIONS.....	156
Note 18	AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME	166
Note 19	PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS.....	175
Note 20	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	179
Note 21	RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS	181
Note 22	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS.....	182
Note 23	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES	184
Note 24	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	191
Note 25	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX	192
Note 26	INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES	193

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans.

Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1, place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 20 février 2023, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2022.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement délégué (UE) n° 2019/980 de la Commission européenne du 14 mars 2019, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats d'ENGIE sont fournies pour les deux derniers exercices 2021 et 2022 et sont établies conformément au règlement (CE) n°1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2022, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne ⁽¹⁾.

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2022 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2021 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2022

- Amendements IAS 37 – *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* : contrats déficitaires et coûts d'exécution des contrats.
- Amélioration annuelle des IFRS – Cycle 2018 - 2020.

Ces amendements et améliorations n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles* : produits générés avant l'utilisation prévue.

Le Groupe a opté pour l'application anticipée de ces amendements comme indiqué dans la Note 1.1.3 des états financiers consolidés au 31 décembre 2021. Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

(1) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne :
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02002R1606-20080410>

1.1.2 Autre texte

- Dans sa décision de mars 2021, l'IFRS Interpretations Committee (IFRIC) a clarifié la comptabilisation des coûts de configuration et de personnalisation d'un logiciel utilisé en mode SaaS (« *Software as a Service* »). Selon l'IFRIC, certains de ces coûts doivent être constatés en charge (et non en immobilisations incorporelles). Cette décision n'a pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2023 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* : classification des passifs en courant et non courant ⁽¹⁾.
- IFRS 17 – *Contrats d'assurance* (incluant amendements).
- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* et guide d'application pratique de la matérialité : informations à fournir sur les méthodes comptables.
- Amendements IAS 8 – *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs* : définition des estimations comptables.
- Amendements IAS 12 – *Impôts sur le résultat* : impôt différé rattaché à des actifs et passifs issus d'une même transaction.
- Amendements IFRS 16 – *Contrats de location* : obligation locative découlant d'une cession-bail ⁽¹⁾.

Les analyses des incidences de l'application de ces normes et amendements sont en cours.

1.2 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

1.2.1 Convention du coût historique

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros et préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IFRS 9.

1.2.2 Options retenues

1.2.2.1 Rappel des options de transition IFRS 1

Le Groupe, à l'occasion de la transition aux IFRS en 2005, a utilisé certaines options permises par IFRS 1. Les options qui ont encore un impact sur les états financiers concernent :

- les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1er janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1er janvier 2004.

1.2.2.2 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1^{er} janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

(1) Ces normes et amendements n'ayant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

Depuis le 1^{er} janvier 2010, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

1.2.2.3 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les «Intérêts reçus d'actifs financiers non courants» sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les «Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie» sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sur les sociétés sont isolés.

1.2.3 Opérations en monnaies étrangères

1.2.3.1 Conversion des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction.

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

1.2.3.2 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

L'état de la situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens de la période. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en «écarts de conversion» au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que des produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la forte volatilité des marchés des matières premières et de la guerre en Ukraine, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers, l'appréciation des aléas liés aux interruptions d'approvisionnement en gaz naturel ainsi que du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont aussi été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fortes fluctuations du prix du gaz et d'électricité.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révisé ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* (cf. Note 13.1), des immobilisations incorporelles (cf. Note 13.2) et des immobilisations corporelles (cf. Note 13.3) ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers et, dans le contexte actuel, la prise en compte des incertitudes dans les hypothèses clés retenues, notamment les aléas liés aux interruptions d'approvisionnement en gaz naturel ainsi que les effets sur la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG et sur le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 (cf. Note 14). Le Groupe a par ailleurs mis à jour les principaux paramètres d'évaluation de ses instruments dérivés sur matières premières, notamment la réserve «*bid ask*», afin de refléter l'augmentation de la volatilité des prix sur les matières premières et la diminution de la liquidité observée sur les marchés du gaz et de l'électricité en Europe au cours du second semestre 2022 (cf. Notes 14 et 15) ;
- l'appréciation des pertes de crédit attendues, particulièrement pour la mise à jour des probabilités de défaut et des autres paramètres, notamment pour le calcul de la CVA (Credit Valuation Adjustment), dans un contexte d'incertitude et de forte volatilité des prix de marché (cf. Note 15) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (cf. Notes 17 et 18) ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (cf. Note 4) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit «en compteur» dont les modèles ont été impactés par les changements de comportement de consommation de certains clients, dans un contexte de forte variation des prix des matières premières (cf. Note 7) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable (cf. Note 11).

1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas, de manière précise, des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour :

- l'évaluation de la nature du contrôle (cf. Notes 2 et 3) ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (cf. Note 7) ;
- la comptabilisation, dans le chiffre d'affaires, des coûts d'acheminement facturés aux clients (cf. Note 7) ;
- la comptabilisation des mesures de soutien octroyées par certains gouvernements, en France et en Roumanie notamment («bouclier tarifaire»), dont l'objectif est de protéger tant le consommateur que le fournisseur de gaz ou d'électricité contre les fortes variations des prix des matières premières (cf. Note 7) ;
- la détermination des «activités normales», au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (cf. Note 14) ;
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 *Instruments financiers : présentation* (cf. Note 14) ;
- l'identification d'accords au sein desquels il existe des contrats de location (cf. Note 13.3) ;
- la comptabilisation de nouvelles contributions dans le secteur de l'énergie en Europe (cf. Note 8).

La liste des entités pour lesquelles le groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 2 «Principales filiales au 31 décembre 2022» et dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

1.3.3 Prise en compte des enjeux climatiques dans l'établissement des états financiers du Groupe

Au-delà des enjeux et risques opérationnels et financiers pris en compte dans l'appréhension des flux de trésorerie futurs, taux d'actualisation net d'inflation et de croissance projetée, le Groupe a également exercé son jugement pour retenir les hypothèses reflétant les problématiques climatiques, afin de déterminer les éventuelles incidences sur les états financiers consolidés, en particulier s'il existait des indications selon lesquelles des actifs non financiers pourraient s'être dépréciés :

- Les engagements pris par la France, l'Europe et les différents États au plan international, en particulier en matière de neutralité carbone à long terme, sont pris en compte (i) dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe notamment au travers des scénarios de prix de long terme utilisés dans les tests de dépréciation (cf. Note 13.4), ainsi que (ii) dans l'évaluation des provisions pour démantèlement, notamment en appréciant la durée d'utilisation des infrastructures gazières en France en fonction de l'évolution attendue du mix énergétique (cf. Note 17).
- Les engagements pris spécifiquement par ENGIE sont également reflétés dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe (cf. Note 13.1), en particulier (i) la sortie complète des activités charbon d'ici 2027, qui concerne au premier plan l'Amérique du Sud, en fonction des perspectives propres à chaque actif (fermeture, conversion ou cession) et (ii) la réduction progressive de l'intensité carbone des activités de production d'électricité du Groupe vers un *net zero* d'ici 2045 et plus largement l'orientation stratégique des investissements en faveur de la transition énergétique via l'accroissement de son parc d'énergies renouvelables, la substitution du gaz naturel par du gaz renouvelable confirmant, par là même, un scénario mixte Gaz/Électricité dans les projections à long terme faites par le Groupe à réglementation/modalités de rémunération inchangées pour les actifs régulés en France notamment, et le développement d'offres de services décarbonées.

Pour rappel, la gestion des risques climatiques et environnementaux ainsi que leurs enjeux pour le Groupe sont présentés dans le Chapitre 2 «Facteurs de risque» et le Chapitre 3 «Déclaration de performance extra-financière et informations RSE» du Document d'enregistrement universel.

NOTE 2 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2022

Principes comptables

Le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d'IFRS 10 – *États financiers consolidés*. Le Groupe contrôle une entité, et la consolide en tant que filiale, si les trois critères suivants sont remplis :

- l'investisseur dispose de droits effectifs lui conférant la capacité de diriger les activités pertinentes de l'entité ;
- l'investisseur a droit et est exposé aux rendements variables de l'entité en raison de ses liens avec celle-ci ;
- l'investisseur peut utiliser son pouvoir de décision pour influencer sur ces rendements.

2.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2022

En application du règlement N° 2016-09 du 2 décembre 2016 de l'Autorité des Normes Comptables françaises, le Groupe met à disposition des tiers :

- la liste des entreprises comprises dans la consolidation ;
- la liste des entreprises exclues de la consolidation car leur incidence individuelle et cumulée sur les comptes consolidés est immatérielle. Elles correspondent à des sociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d'affaires, total des capitaux propres...) ou des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet (www.engie.com, rubrique Investisseurs / Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (*cf. Note 14.1.1.1*) en tant que « Instruments de capitaux propres à la juste valeur ».

La liste des principales filiales consolidées selon la méthode de l'intégration globale, présentée ci-après, a quant à elle été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA, résultat net et dette nette. Les principales participations mises en équivalence (entreprises associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 3 « Participations dans les entreprises mises en équivalence ».

Certaines sociétés, à l'instar d'ENGIE SA, d'ENGIE Énergie Services SA, ou d'Electrabel SA, comportent des activités opérationnelles et des fonctions de siège rattachées managérialement à différents secteurs reportables. Dans les tableaux qui suivent, ces activités opérationnelles et fonctions de siège sont présentées au sein de leur secteur reportable respectif sous la dénomination de leur société d'origine suivie du signe (*).

Renouvelables

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2022	31 déc. 2021
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	50,0	50,0
ENGIE Energia Perú *	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
ENGIE Infinity Renewables	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania *	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
ENGIE Solar	EPC solaire	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia *	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
ENGIE Renouvelables	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Energía Chile *	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Jupiter Equity Holding LLC	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0

Infrastructures

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2022	31 déc. 2021
Elengy	Terminaux méthanières	France	60,8	60,9
ENGIE Romania *	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
Fosmax LNG	Terminaux méthanières	France	60,8	60,9
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia *	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile *	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	60,8	60,9
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0
Storengy SAS	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0

Energy Solutions

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2022	31 déc. 2021
Cofely Besix	Systèmes, installations et maintenance	UAE	100,0	100,0
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	-	100,0
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0

Thermique

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2022	31 déc. 2021
Electrabel SA *	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG *	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energía Perú *	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Energie Nederland N.V. *	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE SA *	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0
Groupe ENGIE Brasil Energia *	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile *	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Pelican Point Power Limited	Production d'électricité	Australie	72,0	72,0
UCH Power Limited	Production d'électricité	Pakistan	100,0	100,0

Fourniture d'Énergie

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2022	31 déc. 2021
Electrabel SA *	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania *	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
ENGIE SA *	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Supply Holding UK Limited	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0

Nucléaire

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2022	31 déc. 2021
Electrabel SA *	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0

Autres

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2022	31 déc. 2021
Electrabel SA *	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG *	Holding, Energy management trading	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland Holding B.V.	Holding, Energy management trading	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V. *	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Energy Management *	Energy management trading	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG	Holding	Suisse	100,0	100,0
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	Energy management trading	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	Holding - société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Holding, Energy management trading	Italie	100,0	100,0
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, Gaz naturel, GNL, Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania *	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
Groupe ENGIE Energía Chile *	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
ENGIE SA *	Holding - société mère, Energy management trading, ventes d'énergie	France	100,0	100,0
Cogac	Holding	France	100,0	100,0
GDFI	Holding	France	100,0	100,0
Engie Energie Services International SA	Holding	Belgique	100,0	100,0
Genfina	Holding	Belgique	100,0	100,0
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0

EQUANS ⁽¹⁾

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2022	31 déc. 2021
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	-	100,0
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	-	100,0
Conti Service LLC	Services à l'énergie	États-Unis	-	100,0
ENGIE Regeneration	Services à l'énergie	Royaume-Uni	-	100,0
ENGIE Service Nederland N.V.	Services à l'énergie	Pays-Bas	-	100,0
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	-	100,0
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	-	100,0
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	-	100,0

(1) Actifs détenus en vue de la vente et classés en «Activités non poursuivies» au 31 décembre 2021 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

2.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin de déterminer s'il a le contrôle sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;

- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Entités dans lesquelles le Groupe détient la majorité des droits de vote

GRTgaz (Infrastructures France) : 60,8%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient 38,6% du capital de GRTgaz a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3^{ème} Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il détient le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) compte tenu de sa capacité à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et de prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

Entités dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote

Dans les entités où le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote, le jugement est exercé notamment au regard des éléments suivants pour apprécier l'existence d'un contrôle de fait :

- dispersion de l'actionariat : nombre de droits de vote détenus par le Groupe par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs et à leur dispersion ;
- historique des votes en Assemblée Générale : les pourcentages de droits de votes exprimés par le Groupe en Assemblée Générale au cours des dernières années ;
- gouvernance : représentation au sein de l'organe de gouvernance prenant les décisions stratégiques et opérationnelles portant sur les activités pertinentes ;
- règles de nomination des membres clés de la direction ;
- relations contractuelles et transactions significatives.

La principale entité consolidée en intégration globale dans laquelle le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote au 31 décembre 2022 est la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%).

La Compagnie Nationale du Rhône («CNR» - Renouvelables France) : 49,98%

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98%, et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2% ; le solde, soit 16,82%, étant dispersé auprès d'environ 200 collectivités locales. Compte tenu des dispositions actuelles de la loi «Murcef» selon lesquelles la CNR doit rester majoritairement publique, le Groupe ne peut disposer de plus de 50% du capital de la CNR. Le Groupe considère toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car il dispose de la majorité des droits de vote exprimés aux Assemblées Générales compte tenu de la forte dispersion de l'actionariat et de l'absence d'action de concert entre les actionnaires minoritaires.

2.3 Principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau ci-après présente les filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives aux capitaux propres, au résultat net au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2021, ainsi que les dividendes versés à ces participations ne donnant pas le contrôle :

Noms	Activités	Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
		31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021
<i>En millions d'euros</i>									
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	39,2	39,1	190	106	1 614	1 554	168	105
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique Latine, Chili) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité - parc thermique	40,0	40,0	(158)	17	680	781	-	31
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergies	49,0	49,0	31	34	607	592	-	15
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique Latine, Brésil) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	116	45	296	294	112	38
ENGIE Energía Perú (Amérique Latine, Pérou) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité - parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	21	22	433	393	12	20
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾				(27)	(127)	1 401	1 372	190	201
TOTAL				173	97	5 032	4 986	482	410

(1) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que la société ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs.

(2) Le résultat net des autres participations ne donnant pas le contrôle est principalement impacté par le résultat des MtM opérationnels pour un montant net de -58 millions d'euros en 2022 et -361 millions d'euros en 2021.

2.3.1 Informations financières résumées sur les principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Les informations financières résumées de ces filiales sont indiquées dans le tableau ci-après sur une base à 100%. Ces informations sont des données avant éliminations intra-Groupe.

En millions d'euros	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Romania	
	31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 535	2 209	1 648	1 187	2 819	1 473
Résultat net	485	388	(395)	42	63	69
Résultat net part du Groupe	295	282	(237)	25	32	35
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	54	130	85	107	(15)	9
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	349	412	(152)	132	17	45
État de situation financière						
Actifs courants	1 319	1 089	1 108	635	1 091	729
Actifs non courants	9 961	10 098	3 210	3 150	975	903
Passifs courants	(1 360)	(1 272)	(540)	(345)	(753)	(357)
Passifs non courants	(5 803)	(5 946)	(2 091)	(1 498)	(86)	(79)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	4 116	3 969	1 688	1 941	1 227	1 196
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	1 614	1 554	680	781	607	592
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 117	1 149	(320)	186	(365)	102
Flux issus des activités d'investissement	(450)	(464)	(384)	(234)	(121)	(131)
Flux issus des activités de financement	(663)	(650)	635	29	317	39
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE ⁽¹⁾	4	35	(68)	(19)	(169)	9

(1) Hors effet des variations de change et divers.

En millions d'euros	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú	
	31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Compte de résultat				
Chiffre d'affaires	2 164	2 118	525	445
Résultat net	370	144	56	57
Résultat net part du Groupe	254	99	34	35
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	72	10	51	37
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	326	109	85	72
État de situation financière				
Actifs courants	1 322	1 390	384	360
Actifs non courants	4 731	4 236	1 923	1 687
Passifs courants	(1 019)	(900)	(257)	(302)
Passifs non courants	(4 213)	(3 912)	(915)	(716)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	822	813	1 135	1 029
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	296	294	433	393
État des flux de trésorerie				
Flux issus des activités opérationnelles	1 027	941	62	185
Flux issus des activités d'investissement	(685)	(629)	(186)	(92)
Flux issus des activités de financement	(1 010)	(126)	17	(14)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE ⁽¹⁾	(668)	185	(107)	80

(1) Hors effet des variations de change et divers.

NOTE 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

Principes comptables

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées (entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable) et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de la situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2021 sont présentées ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2022	31 déc. 2021
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 187	4 007
Participations dans les coentreprises	5 092	4 492
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	9 279	8 498
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	400	306
Quote-part du résultat net des coentreprises	659	495
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 059	800
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	510	208
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	366	62
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	876	270

Jugements significatifs

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin d'apprécier l'existence d'un contrôle conjoint ou d'une influence notable sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité.

Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités «projet» ou «mono-actif» car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des droits porte sur les activités pertinentes (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) résiduelles ;

- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique

Le jugement significatif exercé dans le cadre de l'analyse de la méthode de consolidation de ces entités de projets porte sur les risques et avantages liés aux contrats entre ENGIE et l'entité, ainsi que sur l'appréciation des activités pertinentes

restant à la main de l'entité après sa création. Le Groupe estime qu'il exerce une influence notable ou un contrôle conjoint étant donné que, pendant la durée du projet, les décisions relatives aux activités pertinentes telles que le refinancement, le renouvellement ou la modification des contrats importants (vente, achat, prestation exploitation, maintenance) sont soumis, selon le cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

ENGIE détient 60% de la centrale électrique Tihama (cogénération) située en Arabie Saoudite, et son partenaire Saudi Oger en détient 40%. Le Groupe estime qu'il exerce un contrôle conjoint sur Tihama dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget, la modification des contrats importants, etc. sont prises à l'unanimité par les deux partenaires.

Transportadora Asociada de Gas S.A. («TAG» - Amérique Latine) : détention d'une participation – directe et indirecte – à hauteur de 65,0% résultant en un intérêt net dans TAG à hauteur de 54,8%

Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur TAG dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget et du plan à moyen terme, les investissements, l'exploitation et la maintenance, etc. sont prises à une majorité nécessitant l'accord d'ENGIE et de la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ). Le Groupe détient des droits de vote potentiels mais ceux-ci ne sont pas encore exerçables. En conséquence, cette participation est consolidée par mise en équivalence.

Contrôle conjoint – distinction entre coentreprise et activité conjointe

La qualification d'un partenariat avec un contrôle conjoint nécessite du jugement pour apprécier s'il s'agit d'une coentreprise ou d'une activité conjointe. L'analyse des «autres faits et circonstances» fait partie des critères de la norme IFRS 11 pour apprécier la classification d'une entité avec contrôle conjoint.

L'IFRS *Interpretation Committee* «IFRS IC» (novembre 2014) a notamment conclu que les autres faits et circonstances devaient créer des droits directs dans les actifs et des obligations directes au titre des passifs qui soient exécutoires pour que l'entité soit qualifiée d'activité conjointe.

Compte tenu de ces conclusions et de leur application dans le cadre de nos analyses, il n'y a pas d'activité conjointe significative au sein du Groupe au 31 décembre 2022.

3.1 Participations dans les entreprises associées

3.1.1 Contribution des entreprises associées significatives et des entreprises associées individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des entreprises associées jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des entreprises associées jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, et la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste d'entreprises associées jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe «Quote-part du résultat net des entreprises associées», «Participations dans les entreprises associées», total bilan des entreprises associées exprimé en quote-part du Groupe, entités associées portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intégration des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
			31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021
<i>En millions d'euros</i>												
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman, Koweït) ⁽¹⁾	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				1 378	940	181	139	411	102	145	107
Gaztransport et Technigaz (GTT)	Technologies de confinement pour le transport maritime et le stockage du GNL		5,76 ⁽²⁾	30,43	139	757	8	1	-	-	20	35
Movhera	Centrales hydrauliques	1 688 MW	40,00	40,00	521	493	(13)	1	41	(23)	-	-
Energia Sustentável do Brasil (Brésil)	Centrales hydrauliques	3 750 MW	40,00	40,00	567	501	(3)	21	-	-	-	-
GASAG (Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	279	333	26	29	(62)	75	17	11
Eolia Renovables	Eolien		40,00		359		33		2		-	
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					943	982	168	114	118	54	89	81
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					4 187	4 007	400	306	510	208	271	234

(1) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé «sociétés projets au Moyen-Orient». Ce regroupement comprend principalement près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité installée totale de 26 974 MW (à 100%).

Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de «Power and water purchase agreement» sur des périodes généralement comprises entre 20 et 30 ans.

Les centrales correspondantes sont, sur base des modalités contractuelles, comptabilisées selon IFRIC 12, IFRS 16 ou IAS 16 en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droits de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%.

(2) Cf. Note 4.1.4 «Cessions d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française Gaztransport et Technigaz SA (GTT)».

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -18 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 6 millions d'euros en 2021) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 5.3 «Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)»).

3.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe et correspondent aux montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des transactions intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à ENGIE», les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	d'intégration du Groupe	%	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2022												
Sociétés projets au Moyen-Orient	5 067	764	1 695	2 459	2 824	19 711	3 343	13 781	5 411			1 378
Gaztransport et Technigaz (GTT)	307	139	2	141	412	2 225	224	2	2 411	5,76		139
Energia Sustentável do Brasil	581	(7)	-	(7)	239	3 275	2 098	-	1 416	40,00		567
Movhera	384	(33)	103	70	147	2 124	699	269	1 303	40,00		521
GASAG	1 606	82	(196)	(114)	1 491	2 140	2 462	284	885	31,57		279
Eolia Renovables	216	82	4	86	297	2 097	340	1 155	900	40,00		359
AU 31 DÉCEMBRE 2021												
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 442	576	425	1 001	3 067	19 513	4 310	14 693	3 578			940
Gaztransport et Technigaz (GTT)	169	3	-	2	330	2 299	144	(2)	2 488	30,43		757
Energia Sustentável do Brasil	496	54	-	54	110	2 941	1 800	(3)	1 253	40,00		501
Movhera	276	2	(58)	(57)	198	2 189	226	929	1 232	40,00		493
GASAG	1 368	93	237	331	1 199	2 078	1 927	297	1 054	31,57		333

3.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2022.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
Sociétés projets au Moyen-Orient	-	177	16	59	175	-	-
Contassur ⁽¹⁾	-	-	-	208	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	136	-	-	-	-	13	-
Movhera	-	25	6	7	120	5	22
Autres	11	34	18	34	218	-	18
AU 31 DÉCEMBRE 2022	146	235	41	307	516	18	40

(1) Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité. Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'«Autres actifs» dans l'état de la situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 208 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 229 millions d'euros au 31 décembre 2021.

3.2 Participations dans les coentreprises

3.2.1 Contribution des coentreprises aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, ainsi que la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste des coentreprises jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe «Quote-part du résultat net des coentreprises», «Participations dans les coentreprises», total bilan des coentreprises exprimé en quote-part du Groupe, coentreprises portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

NOTE 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intégration des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
			31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021
<i>En millions d'euros</i>												
Transportadora Asociada de Gas S.A. (TAG) (Brésil) ⁽¹⁾	Réseau de transport de gaz		65,00	65,00	1 129	792	267	189	153	7	184	222
National Central Cooling Company - «Tabreed» (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	874	787	53	45	-	-	18	14
EcoEléctrica (Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	534 MW	50,00	50,00	314	310	42	46	-	-	60	63
Movhera	Production d'électricité	2 392 MW	50,00	50,00	240	253	33	3	15	8	61	35
WSW Energie und Wasser AG (Allemagne)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	249	240	19	41	1	-	11	7
Iowa University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		39,10	39,10	229	208	6	3	2	1	1	2
Ocean Winds	Production d'électricité		50,00	50,00	431	169	80	13	124	5	-	-
Georgetown University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	203	184	6	2	3	-	-	-
Tihama Power Generation Co (Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 544 MW	60,00	60,00	94	91	21	13	5	4	29	27
Ohio State Energy Partners (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	82	78	4	3	8	6	16	9
Megal GmbH (Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	61	67	2	5	-	-	9	9
Transmisora Eléctrica del Norte (Chili) ⁽²⁾	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	116	96	5	(1)	19	25	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 071	1 216	120	132	37	7	53	40
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					5 092	4 492	659	495	366	62	442	428

(1) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transportadora Asociada de Gas S.A. (TAG) est de 54,83%.

(2) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transmisora Eléctrica del Norte est de 30%.

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de 1 million d'euros au 31 décembre 2022 (contre 44 millions d'euros en 2021). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 5.3 «Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)»).

3.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des transactions intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition pour ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à ENGIE» de l'état de la situation financière, les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

3.2.2.1 Informations sur le compte de résultat et les autres éléments du résultat global

<i>En millions d'euros</i>	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortis- sements des immobi- lisations	Résultat financier	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2022							
Transportadora Asociada de Gas S.A. (TAG)	1 549	(292)	(386)	(215)	411	235	647
National Central Cooling Company «Tabreed»	167	-	(35)	-	133	-	133
EcoEléctrica	166	(32)	1	(4)	85	-	85
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	512	(50)	(14)	(27)	74	48	122
WSW Energie und Wasser AG	1 213	(14)	-	(28)	50	3	53
Iowa University partnership	87	-	(21)	-	16	6	22
Ocean Winds	40	(9)	(23)	(1)	160	247	407
Georgetown University partnership	60	(1)	(22)	-	12	5	17
Tihama Power Generation Co	119	(6)	(9)	(6)	35	9	45
Ohio State Energy Partners	180	(1)	(65)	(2)	7	15	22
Megal GmbH	122	(67)	(4)	1	5	-	5
Transmisora Eléctrica del Norte	70	-	(27)	(7)	13	19	32
AU 31 DÉCEMBRE 2021							
Transportadora Asociada de Gas S.A. (TAG)	1 109	(248)	(254)	(150)	290	11	301
National Central Cooling Company «Tabreed»	170	(40)	(35)	-	113	-	113
EcoEléctrica	174	(38)	-	(5)	104	-	104
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	369	(54)	(27)	(19)	3	26	29
WSW Energie und Wasser AG	781	(14)	(1)	(62)	126	-	126
Iowa University partnership	65	-	(19)	-	9	3	12
Ocean Winds	-	(12)	(13)	(1)	25	10	35
Georgetown University partnership	19	-	(9)	-	5	-	5
Tihama Power Generation Co	107	(5)	(11)	(6)	22	6	28
Ohio State Energy Partners	193	(1)	(48)	-	6	12	18
Megal GmbH	122	(64)	(3)	1	10	-	10
Transmisora Eléctrica del Norte	41	-	(22)	-	(1)	49	48

3.2.2.2 Informations sur l'état de la situation financière

<i>En millions d'euros</i>	Trésorerie et équivalents de trésorerie	Autres actifs courants	Actifs non courants	Dettes financières courantes	Autres passifs courants	Dettes financières non courantes	Autres passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intégration	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2022										
Transportadora Asociada de Gás S.A. (TAG)	124	367	6 216	668	71	2 771	1 460	1 737	65,00	1 129
National Central Cooling Company «Tabreed»	402	150	2 631	-	194	805	-	2 184	40,00	874
EcoEléctrica	6	79	580	3	15	-	18	629	50,00	314
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	247	514	733	99	278	500	60	557	50,00	240
WSW Energie und Wasser AG	82	518	950	263	260	147	150	731	33,10	249
Iowa University partnership	2	17	1 162	7	7	581	-	586	39,10	229
Ocean Winds	337	-	2 425	1 149	189	137	424	863	50,00	431
Georgetown University partnership	5	3	954	-	-	555	3	404	50,00	203
Tihama Power Generation Co	49	145	221	78	51	119	11	156	60,00	94
Ohio State Energy Partners	14	65	1 441	-	10	1 331	17	162	50,00	82
Megal GmbH	18	14	696	-	44	511	49	125	49,00	61
Transmisora Eléctrica del Norte	41	34	770	35	3	574	-	233	50,00	116
AU 31 DÉCEMBRE 2021										
Transportadora Asociada de Gás S.A. (TAG)	70	251	5 721	540	75	3 174	1 036	1 218	65,00	792
National Central Cooling Company «Tabreed»	294	141	2 469	-	182	755	-	1 967	40,00	787
EcoEléctrica	14	77	572	3	22	-	18	620	50,00	310
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	294	495	793	159	208	558	72	583	50,00	253
WSW Energie und Wasser AG	17	268	852	156	36	93	142	711	33,10	240
Iowa University partnership	-	7	1 070	9	4	527	3	534	39,10	209
Ocean Winds	79	-	1 079	83	175	362	200	338	50,00	169
Georgetown University partnership	9	-	868	-	-	509	1	367	50,00	184
Tihama Power Generation Co	53	135	286	73	49	191	10	151	60,00	91
Ohio State Energy Partners	31	70	1 274	-	63	1 126	30	156	50,00	78
Megal GmbH	9	13	729	-	50	511	52	138	49,00	67
Transmisora Eléctrica del Norte	45	9	730	30	3	559	-	193	50,00	96

3.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2022 :

<i>En millions d'euros</i>	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
EcoÉlectrica	-	-	-	-	-	-	62
WSW Energie und Wasser AG	2	47	-	6	-	4	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	6	-
Futures Energies Investissements Holding	14	21	4	8	210	2	-
Ocean Winds	-	-	41	2	569	-	-
Autres	115	123	7	49	164	10	44
AU 31 DÉCEMBRE 2022	196	191	53	64	942	22	105

3.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

3.3.1 Quote-part non comptabilisée des pertes des entreprises associées et des coentreprises

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), et ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 6 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 49 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Ces pertes non comptabilisées correspondent à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt et de commodités («Autres éléments du résultat global») mis en place par des entreprises associées au Moyen-Orient, en Afrique et en Asie dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques.

3.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2022, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent :

- Energia Sustentável do Brasil («Jirau») pour un montant global de 4 204 millions de real brésilien (755 millions d'euros). Au 31 décembre 2022, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentável do Brasil s'élève à 10 511 millions de real brésilien (1 889 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- TAG pour un montant de 140 millions d'euros au titre essentiellement de garanties bancaires ;
- les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 694 millions d'euros. Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de ces sociétés projets comprennent principalement :
 - des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 179 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent, notamment lorsque ces financements sont sans recours, aux entités de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société (usuellement de l'ordre de six mois de service de la dette). Ce niveau de trésorerie peut toutefois être remplacé par des lettres de crédit,

- des sûretés réelles accordées aux prêteurs sous forme de nantissement des titres des sociétés projets, pour un montant global de 280 millions d'euros,
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 235 millions d'euros.

NOTE 4 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

Principes comptables

Conformément à la norme IFRS 5 – *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*, les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de la situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

Si l'actif classé comme détenu en vue de la vente ne satisfait plus les conditions mentionnées ci-dessus il sera reclassé conformément à la norme.

Par ailleurs, lorsque les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5, ils sont présentés en tant qu'activités non poursuivies.

4.1 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2022

4.1.1 Incidences des principales cessions et accords de cessions de la période

Dans le cadre de la présentation de sa nouvelle stratégie, le Groupe a confirmé, le 18 mai 2021, une augmentation significative de son programme de rotation d'actifs à concurrence de 11 milliards d'euros, dont la plus grosse partie a été réalisée à fin 2022.

Les incidences des principales cessions et accords de cessions de l'exercice sur l'endettement financier net du Groupe, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO ⁽¹⁾, sont présentées dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession d'EQUANS ⁽¹⁾	6 146	6 975
Complément de prix lié à cession d'une partie de la participation dans la société SUEZ - France	347	347
Cession de la participation résiduelle dans la société SUEZ - France	227	227
Cession d'une partie de la participation dans la société Gaztransport & Technigaz SA (GTT) - France	835	835
Cessions de participations dans des actifs géothermiques - Indonésie	263	342
Autres opérations de cession individuellement non significatives	177	(29)
Effets du classement en «actifs destinés à être cédés»	-	297
TOTAL	7 995	8 994

(1) N'inclut pas la réduction de la dette nette financière externe comptabilisée en actifs destinés à être cédés, en application de la norme IFRS 5, au 31 décembre 2021.

À l'effet de réduction de l'endettement financier net de 8 994 millions d'euros au 31 décembre 2022, s'ajoutent les effets de réduction de l'endettement financier net de 2 025 millions d'euros constatés précédemment au 31 décembre 2021 dans le cadre de ce programme de cession d'actifs, soit un cumul de 11 018 millions d'euros à date. Les cessions en cours de finalisation au 31 décembre 2022 sont présentées dans la Note 4.2 «Actifs destinés à être cédés».

(1) *Develop, Build, Share and Operate*, modèle utilisé dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés.

4.1.2 Cession d'EQUANS

Le 4 octobre 2022, le Groupe a finalisé la cession au Groupe Bouygues de sa participation dans EQUANS.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités depuis le 1^{er} janvier 2022 se sont traduits par une réduction de l'endettement net du Groupe de 6 975 millions d'euros (7 134 millions d'euros avec la réduction de la dette nette financière externe comptabilisée selon IFRS 5 en Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées, au 31 décembre 2021).

Le résultat de cession comptabilisé en résultat net des activités non poursuivies (*cf. Note 4.2.1*) s'établit à 2 086 millions d'euros au 31 décembre 2022.

4.1.3 Complément de prix lié à la cession, en 2021, d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française SUEZ SA et cession de la participation résiduelle en 2022

Le 6 octobre 2020, le Groupe avait cédé 29,9% de sa participation dans SUEZ SA au Groupe VEOLIA. Cette cession était assortie d'un mécanisme de complément de prix si le Groupe VEOLIA menait d'autres opérations capitalistiques sur SUEZ à un prix supérieur à celui du bloc de 29,9% cédé par ENGIE.

En 2021, le Groupe VEOLIA avait lancé une offre publique d'achat sur SUEZ à un prix de 20,50 euros par action (coupon attaché) qui s'est positivement clôturée le 7 janvier 2022. Le Groupe ENGIE avait considéré, à la clôture de l'exercice 2021, que l'ensemble des conditions étaient réunies pour reconnaître le produit de 347 millions d'euros lié au mécanisme de complément de prix négocié avec le Groupe VEOLIA.

Le 19 janvier 2022, ENGIE a encaissé ce complément de prix à l'issue du règlement livraison de l'offre publique d'achat.

Le 18 janvier 2022, le Groupe a également apporté sa participation résiduelle dans SUEZ, soit 1,8%, à l'offre publique d'achat initiée par le Groupe VEOLIA. Cette opération n'a pas d'impact sur le résultat 2022 du Groupe du fait de la valorisation de cette participation à sa juste valeur au 31 décembre 2021. Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 227 millions d'euros.

4.1.4 Cessions d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française Gaztransport et Technigaz SA (GTT)

Le 24 mars 2022, ENGIE a annoncé la réalisation de la cession partielle de sa participation dans GTT à hauteur de près de 9% du capital au prix de 90 euros par action.

Le 16 septembre 2022, ENGIE a réalisé une cession partielle complémentaire à hauteur de près de 6% du capital de GTT au prix de 115,50 euros par action.

Au 31 décembre 2022, l'obligation échangeable en actions GTT a été convertie à hauteur de 96%. Le solde a été converti ou remboursé au pair en janvier 2023.

Ces transactions n'ont pas entraîné, au 31 décembre 2022, de modification dans la représentation d'ENGIE au sein du Conseil d'Administration de GTT. Ainsi, au terme de ces cessions et conversions, ENGIE conserve une influence notable et continue de comptabiliser sa participation résiduelle dans GTT (5,76%) par mise en équivalence.

Ces transactions, qui s'inscrivent dans le cadre du programme ciblé de désengagement d'activités non-stratégiques et de participations minoritaires, se sont traduites par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 835 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts, incluant les effets du dérivé incorporé de l'obligation échangeable en actions GTT, s'établit à 280 millions d'euros au 31 décembre 2022.

4.1.5 Cessions de participations d'ENGIE dans des actifs géothermiques en Indonésie

Le 16 septembre 2022, ENGIE a finalisé la cession complète de sa participation dans la société PT SUPREME ENERGY MUARA LABOH aux sociétés SUMITOMO Corporation et INPEX GEOTHERMAL Ltd.

Les 14 et 24 octobre 2022, ENGIE a finalisé la cession complète de sa participation dans la société PT SUPREME ENERGY RANTAU DEDAP aux sociétés MERIT POWER HOLDING bv et INPEX GEOTHERMAL Ltd.

Ces transactions se sont traduites par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 342 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôt s'établit à 111 millions d'euros au 31 décembre 2022.

4.2 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2022, le total des «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et le total des «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» s'élèvent respectivement à 428 et 371 millions d'euros.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	336	4 235
Autres actifs	92	7 645
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	428	11 881
<i>dont Actifs des activités non poursuivies</i>		11 186
Dettes financières	290	368
Autres passifs	80	7 047
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	371	7 415
<i>dont Passifs directement liés à des actifs des activités non poursuivies</i>		6 952

Les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2021 relatifs aux entités du périmètre EQUANS ainsi qu'à la société Endel et ses principales filiales ont été cédés au cours de l'exercice. L'évolution défavorable du projet de cession de certains actifs renouvelables au Mexique a conduit à l'abandon de leur classement en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2022.

Le poste «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2022 se rapporte uniquement à une centrale thermique au Brésil. Compte tenu du prix de cession envisagé, un ajustement de valeur non matériel a été constaté sur l'exercice. La finalisation de cette transaction est attendue au premier semestre 2023.

4.2.1 Données financières relatives aux activités non poursuivies

Résultat des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
CHIFFRE D'AFFAIRES	9 937	12 860
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(6 164)	(7 942)
Charges de personnel	(3 497)	(4 420)
Amortissements, dépréciations et provisions	38	(239)
Impôts et taxes	(48)	(59)
Autres produits opérationnels	150	166
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	416	366
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4	-
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	420	367
Pertes de valeur	(3)	2
Restructurations	(28)	(100)
Effets de périmètre	2 030	(53)
Autres éléments non récurrents	-	(30)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	2 420	185
Charges financières	(47)	(73)
Produits financiers	17	24
RÉSULTAT FINANCIER	(30)	(49)
Impôt sur les bénéfices	(206)	(55)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	2 183	80
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	2 181	79
Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1	1
INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE		
EBITDA	424	622
EBIT ⁽¹⁾	420	368
Résultat net récurrent part du Groupe ⁽¹⁾	287	231

(1) Intègre l'effet de l'arrêt des amortissements, en date de classement en «Actifs destinés à être cédés», pour un montant au 31 décembre 2022 de 229 millions d'euros au titre de l'EBIT (contre 51 millions d'euros en 2021) et de 170 millions d'euros au titre du Résultat net récurrent part du Groupe (contre 37 millions d'euros en 2021).

Le résultat des activités non poursuivies se rapporte aux activités d'ENGIE dans les activités des entités du périmètre EQUANS, y compris le résultat de leur cession (cf. Note 4.1.2).

Flux de trésorerie des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
RÉSULTAT NET	2 183	80
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	356	462
Impôt décaissé	(17)	(71)
Variation du besoin en fonds de roulement	(241)	96
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	98	486
Investissements corporels et incorporels	(135)	(208)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(2)	(14)
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	595	-
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	3	6
Intérêts reçus d'actifs financiers	(6)	(12)
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres ⁽¹⁾	(3 580)	(2 782)
Autres	1	7
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(3 123)	(3 003)
Remboursement de dettes financières	(124)	(155)
Intérêts financiers versés	(20)	(33)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(1)
Augmentation des dettes financières	26	8
Autres	(2)	-
Flux des activités de financement hors opérations intragroupe	(120)	(181)
Opérations avec ENGIE ⁽²⁾	3 138	2 700
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	3 018	2 519
Effet des variations de change et divers ⁽³⁾	(422)	(1)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(429)	1
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE	429	428
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE	-	429

- (1) La ligne «Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres» comprend les acquisitions, par EQUANS, de titres des «Activités d'Asset-Light Client Solutions», détenus par ENGIE pour un montant de -3 555 millions d'euros et des cessions, par EQUANS, de titres non constitutifs des «Activités d'Asset-Light Client Solutions», à ENGIE pour un montant de +7 millions d'euros.
- (2) La ligne «Opérations avec ENGIE» comprend les augmentations de capital d'EQUANS, pour un montant de 2 774 millions d'euros, souscrites par ENGIE.
- (3) La ligne «Effet des variations de change et divers» comprend la trésorerie et équivalents de trésorerie d'EQUANS au 31 décembre 2021 pour 429 millions d'euros.

4.3 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2022

L'ensemble des acquisitions réalisées au cours de l'exercice a eu une incidence de 1 951 millions d'euros sur l'endettement financier net.

ENGIE et Crédit Agricole Assurances ont finalisé l'acquisition, le 4 mai 2022, auprès du fonds canadien Alberta Investment Management Corporation, de 97,33% des parts d'Eolia Renovables, producteur d'énergie renouvelable en Espagne. La transaction porte sur la propriété et l'exploitation de 899 MW d'actifs en opération (821 MW d'éolien terrestre et 78 MW de solaire photovoltaïque) et d'un portefeuille de 1,2 GW de projets renouvelables.

Les actifs en opération sont détenus à 40% par ENGIE et à 60% par Crédit Agricole Assurances tandis qu'ENGIE est chargé de développer et de construire le pipeline de projets. Le Groupe fournit une gamme complète de services (exploitation et maintenance, gestion des actifs, gestion de l'énergie et services associés) sur l'ensemble du périmètre des actifs.

Les actifs rachetés bénéficient d'un régime de régulation garantissant une rentabilité sur les dix prochaines années. Cette transaction impacte l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 0,5 milliard d'euros. La participation dans la société détenant les actifs en opération est consolidée par mise en équivalence. ENGIE consolide selon la méthode de l'intégration globale la société chargée de développer et de construire le pipeline de projets. Le Groupe finalisera, au cours du premier semestre 2023, l'exercice d'allocation du prix d'acquisition.

Les autres acquisitions réalisées sur l'exercice se rapportent, essentiellement, au financement des activités de développement du Groupe dans l'éolien en mer (*joint-venture* Ocean Winds) pour 0,4 milliard d'euros, à des contrats de

concessions au Brésil pour 0,2 milliard d'euros, à l'effet des prises de contrôle d'activités renouvelables en France et en Inde pour chacune 0,2 milliard d'euros ainsi qu'à l'acquisition d'actifs renouvelables au Chili pour 0,1 milliard d'euros.

NOTE 5 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE

L'objet de cette note consiste à présenter les principaux indicateurs financiers non-GAAP utilisés par le Groupe ainsi que leur réconciliation avec les agrégats des états financiers consolidés IFRS.

5.1 EBITDA

La réconciliation entre l'EBITDA et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	5 367	6 916
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	3 661	(721)
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 576	4 370
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	92	48
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	17	(50)
EBITDA	13 713	10 563

5.2 EBIT

La réconciliation entre l'EBIT et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	5 367	6 916
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	3 661	(721)
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	17	(50)
EBIT	9 045	6 145

5.3 Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

La réconciliation entre le résultat net part du Groupe et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		216	3 661
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		2 182	79
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		(1 965)	3 582
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		172	96
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		(1 793)	3 678
Rubriques du passage entre le « Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence » et le « RAO »		4 241	194
<i>Pertes de valeur</i>	9.1	2 774	1 028
<i>Restructurations</i>	9.2	230	204
<i>Effets de périmètre</i>	9.3	(91)	(1 107)
<i>Autres éléments non récurrents</i>		1 328	69
Autres éléments retraités		3 389	(363)
<i>MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	8	3 661	(721)
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	10	(7)	2
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés</i>	10	(46)	-
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie</i>	10	(16)	153
<i>Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres</i>	10	1 254	(298)
<i>Autres effets impôts retraités</i>		(1 474)	552
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>		17	(50)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		5 836	3 509
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		614	581
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		5 223	2 927
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		287	231
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		5 510	3 158

5.4 Capitaux engagés industriels

La réconciliation entre les capitaux engagés industriels et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	62 853	57 863
(+) Goodwill	12 854	12 799
(-) <i>Goodwill Gaz de France - SUEZ et International Power</i> ⁽¹⁾	(7 241)	(7 213)
(+) Créances IFRIC 4, IFRS16 et IFRIC 12	2 521	2 456
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	9 279	8 498
(-) <i>Goodwill International Power</i> ⁽¹⁾	(40)	(38)
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	31 310	32 556
(-) <i>Appels de marge</i> ^{(1) (2)}	(5 405)	(13 856)
(+) Stocks	8 145	6 175
(+) Actifs de contrats	12 584	8 377
(+) Autres actifs courants et non courants	19 060	13 681
(+) Impôts différés	(4 379)	(6 557)
(+) <i>Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres</i> ^{(1) (2)}	(14)	841
(-) Provisions	(27 027)	(25 459)
(+) <i>Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés)</i> ⁽¹⁾	1 058	3 162
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(39 801)	(32 822)
(+) <i>Appels de marge</i> ^{(1) (2)}	6 351	7 835
(-) Passifs de contrats	(3 412)	(2 739)
(-) Autres passifs courants et non courants	(27 279)	(19 175)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	51 416	46 382

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.

(2) Les appels de marge inclus dans les rubriques « Créances commerciales et autres débiteurs » et « Fournisseurs et autres créanciers » correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place aux fins de gestion du risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

Le Groupe fera évoluer la définition des capitaux engagés industriels au 1^{er} janvier 2023 afin d'y intégrer les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires ainsi que les marges initiales (« *Initial Margins* ») requises par certaines activités de marché. L'impact de ces modifications sur les capitaux engagés industriels se présente comme suit:

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	51 416	46 382
(+) Actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires	6 626	5 505
(+) Marges Initiales	1 740	4 722
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS (nouvelle définition 2023)	59 782	56 609

5.5 Cash flow des opérations (CFFO)

La réconciliation entre le *cash flow* des opérations (CFFO) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021 ⁽¹⁾
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	12 415	9 806
Impôt décaissé	(1 504)	(603)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 424)	(2 377)
Intérêts reçus d'actifs financiers	(37)	32
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	18	57
Intérêts financiers versés	(822)	(719)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	194	52
Nucléaire - dépenses de démantèlement des installations et retraitement, stockage du combustible	163	202
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	188	464
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	(176)	(448)
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	8 016	6 466

(1) Compte tenu du démarrage des travaux liés à la fin de vie du Nucléaire en Belgique, la définition du *cash flow* des opérations (CFFO) a été affinée pour désormais exclure les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des matières et déchets irradiés. Ces dépenses sont désormais présentées avec les investissements de couverture des provisions nucléaires, dans un ensemble dédié. Les données au 31 décembre 2021 ont été retraitées en conséquence.

5.6 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et investissements de croissance

La réconciliation entre les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021 ⁽¹⁾⁽²⁾
Investissements corporels et incorporels	6 379	5 990
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	289	392
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	14	6
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	407	369
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(175)	1 548
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	2 877	(121)
(+) Autres	(10)	3
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	-	35
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO ⁽³⁾	(472)	(270)
(-) Investissements financiers Synatom / Cessions d'actifs financiers Synatom ⁽¹⁾	(1 822)	(1 261)
(+) Variation de périmètre - Acquisitions ⁽²⁾	371	
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 858	6 693
(-) Investissements de maintenance	(2 373)	(2 418)
TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE	5 485	4 275

(1) Compte tenu du démarrage des travaux liés à la fin de vie du Nucléaire en Belgique, la définition des investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) a été revue pour désormais exclure les investissements de couverture des provisions nucléaires effectués par Synatom. Ces dépenses sont désormais présentées avec les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des matières et déchets irradiés, dans un ensemble dédié. Les données au 31 décembre 2021 ont été retraitées en conséquence.

(2) Les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) incluent désormais les variations de périmètre sur l'endettement financier net des entreprises acquises. L'impact au 31 décembre 2021 est non significatif.

(3) Develop, Build, Share & Operate ; y compris financements Tax Equity reçus (cf. Note 22 « Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs »).

5.7 Endettement financier net

La réconciliation entre l'endettement financier net et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
(+) Emprunts à long terme	14.2 & 14.3	28 083	30 458
(+) Emprunts à court terme	14.2 & 14.3	12 508	10 590
(+) Instruments financiers passifs	14.4	51 276	46 931
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		(50 542)	(46 617)
(-) Autres actifs financiers	14.1	(12 992)	(13 444)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		6 720	5 143
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		1 495	2 827
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		3 394	3 853
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	14.1	(15 570)	(13 890)
(-) Instruments financiers actifs	14.4	(48 386)	(44 989)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		48 067	44 489
ENDETTEMENT FINANCIER NET		24 054	25 350

5.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
ENDETTEMENT FINANCIER NET	14.3	24 054	25 350
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	17	9 088	8 030
Provisions pour démantèlement des installations	17	11 015	8 015
Provisions pour reconstitution de sites	17	244	246
Avantages postérieurs à l'emploi - Retraites	18	452	1 779
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		272	(16)
Avantages postérieurs à l'emploi - Droits à remboursement	18	(208)	(228)
Avantages postérieurs à l'emploi - Autres avantages	18	3 704	5 149
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		(2 392)	(3 289)
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	11	(812)	(1 501)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		490	780
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créance Electrabel envers EDF Belgium	17 & 22	(7 098)	(6 014)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		38 808	38 300

NOTE 6 INFORMATION SECTORIELLE

6.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

ENGIE est organisé autour de :

- quatre *Global Business Units* (GBUs) représentant les quatre métiers clés du Groupe : GBU Renouvelables, GBU *Energy Solutions*, GBU Infrastructures et GBU Production Thermique et Fourniture d'Énergie ;
- deux entités opérationnelles métier : Nucléaire et Global Energy Management & Sales («GEMS») ;
- et un ensemble Autres regroupant principalement les fonctions *Corporate* et certaines *holdings*.

À noter qu'à compter de 2022 et compte tenu de la volatilité importante des marchés de matières premières, le Comité Exécutif du Groupe, qui représente le principal décideur opérationnel au sens de la norme IFRS 8 – *Secteurs opérationnels*, suit en tant que telles les activités de GEMS, qui est devenu de ce fait un secteur opérationnel.

Les secteurs reportables sont identiques aux secteurs opérationnels, et correspondent aux activités sous-jacentes à l'organisation en GBUs et entités opérationnelles métiers.

- **Renouvelables** : regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer et la géothermie principalement. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.
- **Infrastructures** : englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili. Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la décarbonation de l'énergie et de verdissement des réseaux (intégration progressive de gaz verts, projets autour de l'hydrogène...).
- **Energy Solutions** : englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie bas carbone (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone...) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).
- **Thermique** : regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz ou le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité ainsi que le développement des capacités de production d'hydrogène.
- **Fourniture d'Énergie** : englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux particuliers. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.
- **Nucléaire** : englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de production de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) et des droits de tirage en France.
- **Autres** regroupe les activités de GEMS, de GTT, ainsi que du *Corporate* et des *holdings*. L'entité opérationnelle métier GEMS est en charge au niveau mondial de l'approvisionnement en énergie ainsi que de la gestion des risques et de l'optimisation des actifs sur les marchés. Elle vend de l'énergie aux entreprises, et propose des services et solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients.

6.2 Indicateurs clés par secteur reportable

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2022			31 déc. 2021 ⁽²⁾		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Renouvelables	6 216	136	6 352	3 653	61	3 714
Infrastructures	6 961	961	7 922	6 700	878	7 578
Energy Solutions	11 552	262	11 814	9 926	230	10 155
Thermique	7 129	1 144	8 274	4 089	827	4 916
Fourniture d'Énergie	16 810	534	17 344	10 396	117	10 513
Nucléaire	35	2 653	2 688	56	1 705	1 762
Autres	45 163	2 007	47 169	23 046	16 102	39 148
Dont GEMS ⁽¹⁾	45 137	1 979	47 115	22 870	16 077	38 947
Élimination des transactions internes		(7 697)	(7 697)		(19 920)	(19 920)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	93 865	-	93 865	57 866	-	57 866

(1) Dont environ 20 milliards d'euros d'effet prix par rapport à 2021.

(2) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts Corporate entre les métiers.

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021 ⁽¹⁾
Renouvelables	2 202	1 702
Infrastructures	4 212	4 121
Energy Solutions	879	786
Thermique	2 235	1 628
Fourniture d'Énergie	258	498
Nucléaire	1 510	1 403
Autres	2 417	426
Dont GEMS	2 837	679
TOTAL EBITDA	13 713	10 563

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts Corporate entre les métiers.

EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2022 ⁽¹⁾	31 déc. 2021 ⁽²⁾
Renouvelables	1 627	1 191
Infrastructures	2 371	2 314
Energy Solutions	412	350
Thermique	1 768	1 183
Fourniture d'Énergie	(7)	232
Nucléaire	1 026	959
Autres	1 848	(85)
Dont GEMS	2 618	507
TOTAL EBIT	9 045	6 145

(1) Dont 739 millions d'euros de taxes sur les «surprofits» et 917 millions d'euros relatifs à la taxe sur la production d'énergie nucléaire.

(2) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts Corporate entre les métiers.

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021 ⁽¹⁾
Renouvelables	217	95
Infrastructures	323	233
Energy Solutions	118	148
Thermique	397	301
Fourniture d'Énergie	-	-
Nucléaire	-	(11)
Autres	4	34
Dont GEMS	(1)	2
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 059	800

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts Corporate entre les métiers.

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élevaient respectivement à 400 millions d'euros et 659 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 306 millions d'euros et 494 millions d'euros au 31 décembre 2021).

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021 ⁽¹⁾
Renouvelables	16 588	12 508
Infrastructures	25 221	24 167
Energy Solutions	7 575	6 687
Thermique	8 091	7 846
Fourniture d'Énergie	1 023	1 322
Nucléaire ⁽²⁾	(16 481)	(12 666)
Autres	9 399	6 517
Dont GEMS ⁽³⁾	7 320	2 915
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	51 416	46 382

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts Corporate entre les métiers.

(2) Dont 19 017 millions d'euros de provisions nucléaires au 31 décembre 2022 (15 119 millions d'euros au 31 décembre 2021). Les capitaux engagés n'intègrent pas les actifs dédiés à la couverture des provisions pour 6 626 millions d'euros au 31 décembre 2022 (5 505 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(3) Les capitaux employés n'intègrent pas les marges initiales (« Initial Margin ») requises par certaines activités de marché pour 1 740 millions d'euros au 31 décembre 2022 (4 722 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Comme indiqué dans la Note 5.4, le Groupe fera évoluer la définition des capitaux engagés industriels au 1^{er} janvier 2023 afin d'y intégrer les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires (impactant le secteur opérationnel Nucléaire) ainsi que les marges initiales (« Initial Margins ») requises par certaines activités de marché (impactant le secteur opérationnel GEMS). L'impact de ces modifications sur les capitaux engagés industriels des secteurs reportables se présente comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Renouvelables	16 588	12 508
Infrastructures	25 221	24 167
Energy Solutions	7 575	6 687
Thermique	8 091	7 846
Fourniture d'Énergie	1 023	1 322
Nucléaire	(9 855)	(7 161)
Autres	11 139	11 239
Dont GEMS	9 060	7 637
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS (nouvelle définition 2023)	59 782	56 609

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2022 ⁽¹⁾	31 déc. 2021 ^{(1) (2) (3)}
Renouvelables	3 333	2 000
Infrastructures	2 322	2 524
Energy Solutions	886	903
Thermique	481	268
Fourniture d'Énergie	270	300
Nucléaire	229	201
Autres	338	496
Dont GEMS	149	76
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 858	6 693

(1) Les investissements corporels, incorporel et financiers (CAPEX) incluent désormais les variations de périmètre sur l'endettement financier net des entreprises acquises. L'impact au 31 décembre 2021 est non significatif.

(2) Compte tenu du démarrage des travaux liés à la fin de vie du Nucléaire en Belgique, la définition des investissements corporels, incorporel et financiers (CAPEX) a été revue pour désormais exclure les investissements de couverture des provisions nucléaires effectués par Synatom. Ces dépenses sont désormais présentées avec les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des matières et déchets irradiés, dans un ensemble dédié. Les données au 31 décembre 2021 ont été retraitées en conséquence.

(3) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts Corporate entre les métiers.

CAPEX DE CROISSANCE

En millions d'euros	31 déc. 2022 ⁽¹⁾	31 déc. 2021 ⁽¹⁾⁽²⁾
Renouvelables	3 202	1 881
Infrastructures	1 087	1 320
Energy Solutions	716	715
Thermique	220	(17)
Fourniture d'Énergie	174	154
Nucléaire	1	-
Autres	85	221
Dont GEMS	63	(31)
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	5 485	4 275

(1) Les investissements de croissance incluent désormais les variations de périmètre sur l'endettement financier net des entreprises acquises. L'impact au 31 décembre 2021 est non significatif.

(2) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts Corporate entre les métiers.

6.3 Indicateurs clés par zone de commercialisation / d'implantation

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021
France	34 248	24 341	32 495	30 241
Belgique	12 705	4 372	(14 201)	(10 775)
Autres Union européenne	22 687	12 501	9 261	6 938
Autres pays d'Europe	4 202	3 110	1 610	1 447
Amérique du Nord	6 133	4 752	7 101	5 342
Asie, Moyen-Orient et Océanie	8 875	4 441	3 507	2 709
Amérique du Sud	4 778	4 053	11 095	9 521
Afrique	237	297	548	960
TOTAL	93 865	57 866	51 417	46 382

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

NOTE 7 VENTES

7.1 Chiffre d'affaires

Principes comptables

Le chiffre d'affaires sur contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ de la norme IFRS 15. Il est comptabilisé lorsque le client obtient le contrôle des biens ou des services vendus, pour une somme qui reflète ce que l'entité s'attend à recevoir pour ces biens et services.

Ainsi, l'analyse contractuelle des contrats de vente du Groupe a conduit à appliquer les principes suivants de reconnaissance du chiffre d'affaires :

- **Gaz, électricité et autres énergies**

Le chiffre d'affaires sur ces ventes est comptabilisé lorsque l'énergie est livrée au client particulier, professionnel ou industriel.

Les livraisons d'énergie sont suivies en temps réel ou de manière différée pour certains clients faisant l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, auquel cas il est nécessaire d'estimer à la clôture la part du chiffre d'affaires non relevée dite «en compteur».

- **Infrastructures gazières, électriques et autres énergies**

Le chiffre d'affaires réalisé par les gestionnaires d'infrastructures gazières et électriques sur leurs prestations de mise à disposition de capacités de transport, de distribution ou de stockage, est comptabilisé linéairement sur la durée des contrats.

Dans les pays où le Groupe est commercialisateur (fournisseur) d'énergie sans en être le distributeur ou le transporteur, principalement en France et en Belgique, une analyse des contrats de fourniture d'énergie et du cadre réglementaire est faite pour déterminer si le chiffre d'affaires doit être comptabilisé net des coûts d'acheminement facturés aux clients, en application des dispositions d'IFRS 15.

Cette analyse peut conduire le Groupe à exercer son jugement pour déterminer si le commercialisateur agit en tant qu'agent ou principal pour les prestations de distribution et/ou de transport de l'électricité et du gaz refacturées au client. Les principaux critères utilisés par le Groupe pour exercer son jugement et conclure, dans certains pays, au rôle d'agent du fournisseur à l'égard du gestionnaire d'infrastructures sont : la responsabilité première de l'exécution de la prestation d'acheminement, de même que celle d'engagement de réservation de capacité auprès du gestionnaire d'infrastructures, ainsi que la latitude dans la fixation du prix de la prestation d'acheminement.

- **Constructions, installations, exploitation et maintenance**

Le chiffre d'affaires des activités de constructions et d'installations concerne essentiellement des actifs, construits sur les sites de clients, tels que des unités de cogénération, des chaudières ou d'autres actifs liés à l'efficacité énergétique dès lors que les contrats correspondants sont dans le champ de la norme IFRS 15. Le chiffre d'affaires réalisé sur ces travaux de constructions et d'installations est habituellement comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

Dans le cadre des contrats d'exploitation et de maintenance, le Groupe est généralement responsable de l'exécution de prestations qui doivent permettre d'assurer la disponibilité d'installations de production d'énergie.

La réalisation de ces prestations se fait de manière progressive et le revenu concerné est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

Si l'analyse contractuelle ne permet pas de conclure que le contrat est dans le champ d'IFRS 15, le chiffre d'affaires est alors présenté en chiffre d'affaires hors IFRS 15.

Le chiffre d'affaires réalisé sur des opérations hors du champ d'application d'IFRS 15 est présenté dans la colonne «Autres» et comprend notamment les revenus de *trading*, de locations et de concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles et les effets au titre des mécanismes de bouclier tarifaire.

La ventilation du chiffre d'affaires se présente comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	31 déc. 2022
Renouvelables	-	5 797	88	242	89	6 216
Infrastructures	232	1	6 021	478	230	6 961
Energy Solutions	246	4 713	96	6 424	73	11 552
Thermique	22	4 522	1 601	396	588	7 129
Fourniture d'Énergie	7 793	5 372	153	958	2 534	16 810
Nucléaire	-	5	8	24	(3)	35
Autres	21 405	19 595	170	70	3 923	45 163
<i>Dont GEMS</i>	21 405	19 595	170	45	3 923	45 137
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	29 697	40 004	8 135	8 593	7 435	93 865

La variation importante des prix du gaz naturel et de l'électricité a conduit certains gouvernements à introduire un dispositif de «bouclier tarifaire» sur le gaz naturel et l'électricité, notamment en France et en Roumanie.

Le dispositif ayant l'impact le plus significatif sur les états financiers consolidés du Groupe est celui introduit par le Gouvernement français pour le gaz naturel. Dans le cadre de la loi de finances pour 2022 (n° 2021-1900 du 30 décembre 2021), telle que modifiée par la première loi de finances rectificative pour 2022 (n° 2022-1157 du 16 août 2022), les tarifs réglementés de vente de gaz naturel appliqués par ENGIE ont été gelés à leur niveau en vigueur au 31 octobre 2021, toutes taxes comprises, et ce jusqu'au 31 décembre 2022. Les pertes de recettes supportées par ENGIE constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation garantie par l'État. La subvention comptabilisée en 2022 s'élève à environ 1 591 millions d'euros (248 millions d'euros en 2021) et est comptabilisée dans les activités de «Fourniture d'Énergie» dans la colonne «Autres» («Chiffre d'affaires hors IFRS 15»). Au cours de l'année 2022, le Groupe a signé trois conventions de cession sans recours avec Natixis, sous le régime de la loi dite «Dailly», afin de céder une partie de la créance relative à la subvention, à hauteur d'environ 1 395 millions d'euros.

<i>En millions d'euros</i>	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	31 déc. 2021 ⁽¹⁾
Renouvelables	-	3 335	85	142	91	3 653
Infrastructures	205	1	5 715	606	173	6 700
Energy Solutions	157	3 368	102	6 247	51	9 926
Thermique	66	3 165	345	451	62	4 089
Fourniture d'Énergie	5 532	3 539	74	985	265	10 396
Nucléaire	-	4	11	22	19	56
Autres	10 019	11 448	231	353	994	23 046
<i>Dont GEMS</i>	10 019	11 448	231	177	994	22 870
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	15 978	24 861	6 565	8 806	1 656	57 866

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts Corporate entre les métiers.

7.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats

Principes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, le Groupe évalue les créances commerciales à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15.

Les actifs de contrats regroupent les montants auxquels l'entité a droit en échange de biens ou de services qu'elle a déjà fournis à un client mais pour lesquels le paiement n'est pas encore exigible ou est subordonné à la réalisation d'une condition particulière prévue au contrat. Lorsqu'un montant devient exigible, il est transféré au compte de créance.

Une créance client est comptabilisée dès que l'entité a un droit inconditionnel à percevoir un paiement. Ce droit inconditionnel existe dès l'instant où seul l'écoulement du temps rend le paiement exigible.

Les passifs de contrats regroupent les montants perçus par l'entité en rémunération de biens ou de service qu'elle n'a pas encore fournis au client. Le passif de contrat est soldé par la constatation du chiffre d'affaires.

Les créances commerciales et autres débiteurs de même que les actifs de contrats font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le modèle de dépréciation des actifs financiers est basé sur la méthode des pertes de crédit attendues. Pour calculer les pertes de valeur attendues, le Groupe retient une approche matricielle de provisionnement pour les créances commerciales et les actifs de contrats dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base de portefeuille. Une approche individuelle est applicable aux grands clients et aux autres grandes contreparties, dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base individuelle.

Il convient de se reporter à la Note 15 «Risques liés aux instruments financiers» en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

7.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Créances commerciales et autres débiteurs	31 310	32 555
Dont IFRS 15	7 587	6 453
Dont non-IFRS 15	23 723	26 103
Actifs de contrats	12 584	8 377
Produits à recevoir et factures à établir	9 513	6 817
Gaz et électricité en compteur ⁽¹⁾	3 071	1 560

(1) Net des acomptes reçus.

Au 31 décembre 2022, les actifs de contrats les plus significatifs concernent essentiellement GEMS (5 023 millions d'euros), Energy Solutions (2 758 millions d'euros) et Fourniture d'Énergie (3 097 millions d'euros).

En millions d'euros	31 déc. 2022			31 déc. 2021		
	Brut	Dépréciation et perte de valeur attendues	Net	Brut	Dépréciation et perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	33 282	(1 973)	31 310	33 920	(1 365)	32 555
Actifs de contrats	12 632	(48)	12 584	8 393	(16)	8 377
TOTAL	45 914	(2 020)	43 894	42 313	(1 381)	40 932

Gaz et électricité en compteur

Pour les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, le gaz livré mais non encore relevé à la clôture est estimé à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente.

Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives n'étant parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier a posteriori que les risques d'erreur dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs.

En France et en Belgique, le «gaz en compteur» est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée, homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteur. La quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

L'«électricité en compteur» est également déterminée sur la base d'une méthode d'allocation directe similaire à celle utilisée pour le gaz en tenant compte toutefois des spécificités liées aux consommations d'électricité. En ce qui concerne sa valorisation elle se fera également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2022, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 5 883 millions d'euros (contre 4 638 millions d'euros au 31 décembre 2021).

7.2.2 Passifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2022			31 déc. 2021		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	121	3 292	3 412	68	2 671	2 739
Avances et acomptes reçus	53	2 201	2 253	-	1 955	1 955
Produits constatés d'avance	68	1 091	1 159	68	716	784

Au 31 décembre 2022, les *Global Business Units* ayant des passifs de contrats les plus importants sont Fourniture d'Énergie (1 717 millions d'euros) et *Energy Solutions* (1 467 millions d'euros).

7.3 Chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance restant à réaliser

Le chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance partiellement réalisées au 31 décembre 2022 s'élève à 1 131 millions d'euros et concerne essentiellement *Energy Solutions* (1 013 millions d'euros) et Renouvelables (117 millions d'euros) qui concentrent un volume important de contrats de construction, installation, et maintenance pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement.

NOTE 8 CHARGES OPÉRATIONNELLES

Principes comptables

Les charges opérationnelles comprennent :

- les achats et dérivés à caractère opérationnel englobant :
 - les achats de matières premières et coûts associés (infrastructures, transport, stockage...),
 - l'effet réalisé, ainsi que le changement de juste valeur (MtM), des transactions sur matières premières, avec ou sans livraison physique, entrant dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers* et qui ne sont qualifiées ni de négoce, ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie ;
- les achats de services et autres tels que les charges de sous-traitance et d'intérimaires, les charges de location (contrats de location à court terme, dont l'actif sous-jacent est de faible valeur et ceux dont la charge est variable), les charges de concessions... ;
- les charges de personnel ;
- les amortissements, dépréciations et provisions ;
- les impôts et taxes d'exploitation.

8.1 Achats

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de trading ⁽¹⁾	(67 676)	(32 135)
Achats de services et autres ⁽²⁾	(6 860)	(6 726)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	(74 535)	(38 861)

(1) Dont une charge nette au 31 décembre 2022 de 3 661 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre un produit net de 721 millions d'euros au 31 décembre 2021), notamment sur certaines positions de couverture économique gaz et électricité non documentées en couverture de flux de trésorerie.

(2) Dont 56 millions d'euros de charges de location non incluses dans la dette de location IFRS 16 (contre 51 millions d'euros au 31 décembre 2021).

L'augmentation des achats et dérivés à caractère opérationnel est principalement liée aux variations des prix des matières premières sur la période.

8.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Avantages à court terme		(7 712)	(7 373)
Paiements fondés sur des actions	19	(104)	(48)
Charges liées aux plans à prestations définies	18.3.4	(172)	(178)
Charges liées aux plans à cotisations définies	18.4	(91)	(93)
CHARGES DE PERSONNEL		(8 078)	(7 692)

8.3 Amortissements, dépréciations et provisions

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Dotations aux amortissements	13.2 & 13.3	(4 576)	(4 370)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(768)	(310)
Variation nette des provisions	17	157	(159)
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		(5 187)	(4 840)

Au 31 décembre 2022, les dotations aux amortissements se répartissent entre 1 041 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 534 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

8.4 Impôts et taxes

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2022	31 déc. 2021
IMPÔTS ET TAXES	(3 380)	(1 479)

Les impôts et taxes au 31 décembre 2022 incluent des taxes sur les «surprofits», essentiellement la taxe sur la rente infra-marginale en Belgique et la contribution exceptionnelle de solidarité en Italie, à concurrence de 739 millions d'euros ainsi que la taxe sur la production d'énergie nucléaire pour 917 millions d'euros. La contribution temporaire de solidarité italienne, qui s'élève à 132 millions d'euros, est quant à elle comptabilisée en impôts sur le résultat.

NOTE 9 AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Principes comptables

Les autres éléments du Résultat des activités opérationnelles (RAO) comprennent :

- Les «Pertes de valeur». Cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwill*, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;
- Les «Restructurations». Il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative le champ d'activité de l'entreprise, ou la manière dont cette activité est gérée, conformément aux critères prévus par IAS 37 ;
- Les «Effets de périmètre». Cette ligne regroupe :
 - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
 - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
 - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
 - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés - à l'exception des résultats dégagés dans le cadre des modèles «*Develop, Build, Share & Operate*» (DBSO) ou «*Develop, Share, Build & Operate*» (DSBO), utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui sont enregistrés en résultat opérationnel courant.
- Les «Autres éléments non récurrents». Cette ligne intègre les autres éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

9.1 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Pertes de valeur :			
<i>Goodwill</i>	13.1	-	(107)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	13.2 & 13.3	(2 306)	(969)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		(536)	(17)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS		(2 841)	(1 093)
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		67	64
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR		67	64
TOTAL		(2 774)	(1 028)

9.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2022

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2022 s'élèvent à 2 774 millions d'euros. Elles relèvent principalement de trois catégories (cf. Note 13.4) :

- la prise en compte des effets de la révision triennale des provisions nucléaires sur les actifs à reconnaître en contrepartie des provisions pour le démantèlement des centrales ;

- les effets de la poursuite du programme de sortie des activités charbon ;
- les conséquences des négociations initiées ou finalisées sur l'exercice en lien avec des renégociations de contrats PPA ou de cessions d'actifs non stratégiques.

Ces dépréciations concernent principalement les immobilisations corporelles et incorporelles. Compte tenu des effets d'impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2022 s'établit à 2 275 millions d'euros.

À l'exception des effets résultant des décisions de sortie des actifs non stratégiques, aucun actif non financier ne s'est déprécié du fait de mesures visant à prévenir ou à atténuer les risques climatiques ou encore à atteindre l'objectif net zéro carbone à horizon 2045.

Les tests de pertes de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 13.4.

9.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2021

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2021 s'élevaient à 1 028 millions d'euros et se rapportaient principalement à :

- des actifs concernés par la sortie de la production thermique à base de charbon annoncée par le Groupe en 2021, notamment au Brésil (228 millions d'euros) ;
- des actifs concernés par la revue stratégique des Solutions Clients annoncée par le Groupe en 2020, en France (90 millions d'euros), en Afrique (73 millions d'euros) et en Asie (33 millions d'euros) ;
- des actifs ayant fait l'objet de révisions de perspectives à moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles, notamment des actifs de production d'énergies renouvelables en Amérique Latine (221 millions d'euros) et des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Asie (90 millions d'euros) ;
- d'autres actifs de production ou de support pour des montants moins significatifs pris individuellement.

9.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 230 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 204 millions d'euros au 31 décembre 2021) comprennent essentiellement, en 2022 et 2021, des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique, à des arrêts ou cessions d'exploitation, à la fermeture ou restructuration de certains sites ainsi que divers autres coûts de restructurations.

9.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2022, les effets de périmètre s'élèvent à 91 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 280 millions d'euros relatif aux cessions de parts détenues dans Gaztransport et Technigaz (GTT) pour un total représentant environ 24,6% de son capital social. Ce résultat inclut les effets de la conversion quasi intégrale de l'obligation échangeable émise par le Groupe en juin 2021 ;
- un résultat de 111 millions d'euros lié à la cession d'actifs renouvelables de géothermie en Indonésie ;
- un résultat de -127 millions d'euros lié à la cession d'activités *Energy Solutions* en Afrique et en France ;
- un résultat de -110 millions d'euros lié à un rachat de parts dans des actifs renouvelables en Inde assorti d'obligations de refinancement prévues en 2023 ;
- un résultat de -63 millions d'euros lié à diverses cessions non significatives individuellement.

Au 31 décembre 2021, les effets de périmètre s'élevaient à 1 107 millions d'euros et comprenaient principalement :

- un résultat de 628 millions d'euros relatif à la cession partielle de la participation du Groupe dans Gaztransport et Technigaz (GTT) à hauteur de 10% pour 151 millions d'euros et à la revalorisation des 30% restants pour 478 millions d'euros ;

- un résultat de 347 millions d'euros correspondant au complément de prix sur la cession de 29,9% de la participation du Groupe dans la société SUEZ ;
- 113 millions d'euros de variation positive de la juste valeur de l'*earn-out* lié à la cession des activités GNL à TOTAL en 2018 ;
- un résultat de 56 millions d'euros relatif à diverses cessions dont EPS (83 millions d'euros), la cession partielle de la société Georgetown Energy Partners Holding LLC aux États-Unis (44 millions d'euros) ainsi que la cession d'un actif de production d'électricité thermique en Grèce (-28 millions d'euros) ;
- la variation de valeur du dérivé incorporé de l'obligation échangeable en actions GTT (-48 millions d'euros).

9.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2022, d'un montant total de -1 328 millions d'euros, comprennent principalement :

- un résultat de -979 millions d'euros relatif à la révision triennale des provisions pour la gestion de l'aval du cycle nucléaire ;
- un résultat de -205 millions lié à des provisions constituées pour couvrir des obligations de dépollution de sites en France ;
- un résultat de -161 millions lié à des mises au rebut d'immobilisations incorporelles et corporelles principalement en France.

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2021, d'un montant total de -69 millions d'euros, comprenaient essentiellement des mises au rebuts et des cessions d'actifs corporels.

NOTE 10 RÉSULTAT FINANCIER

<i>En millions d'euros</i>	Charges	Produits	31 déc. 2022	Charges	Produits	31 déc. 2021
<i>Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures</i>	(1 104)	-	(1 104)	(943)	-	(943)
<i>Coût des dettes de location</i>	(73)	-	(73)	(35)	-	(35)
<i>Résultat de change sur dettes financières et couvertures</i>	(28)	-	(28)	(6)	-	(6)
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	-	7	7	(2)	-	(2)
<i>Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette</i>	-	197	197	-	63	63
<i>Coûts d'emprunts capitalisés</i>	109	-	109	70	-	70
Coût de la dette	(1 097)	205	(893)	(916)	63	(852)
<i>Soultés décaissées lors du débouclage de swaps</i>	(9)	-	(9)	(73)	-	(73)
<i>Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation</i>	-	-	-	-	73	73
<i>Résultat sur opérations de refinancement anticipé</i>	-	55	55	-	-	-
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(9)	55	46	(73)	73	-
<i>Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme</i>	(92)	-	(92)	(63)	-	(63)
<i>Désactualisation des autres provisions à long terme</i>	(617)	-	(617)	(630)	-	(630)
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers</i>	(5)	-	(5)	(152)	-	(152)
<i>Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres</i>	(1 295)	36	(1 258)	(16)	329	313
<i>Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti</i>	-	69	69	-	125	125
<i>Autres</i>	(585)	332	(253)	(213)	121	(92)
Autres produits et charges financiers	(2 594)	438	(2 156)	(1 073)	575	(498)
RÉSULTAT FINANCIER	(3 700)	697	(3 003)	(2 061)	711	(1 350)

Le coût de la dette est en hausse par rapport au 31 décembre 2021 notamment en raison de l'augmentation des dettes de location liée à l'extension de la concession de la Compagnie Nationale du Rhône. L'augmentation du coût moyen de la dette brute, principalement en raison de l'augmentation des taux d'intérêt, est compensée par la hausse de la rémunération de la trésorerie et équivalents de trésorerie et des instruments liquides de dette.

Le résultat des instruments de dette et de capitaux propres d'un montant de -1 258 millions d'euros comprend principalement la dépréciation du prêt accordé à Nord Stream 2 pour un montant de -987 millions d'euros, la variation de juste valeur négative des OPCVM détenus par Synatom pour -280 millions d'euros (cf. Note 17.2.4 «Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlements des installations et de gestion des matières fissiles irradiées»).

En 2022, le coût moyen de la dette après impact des dérivés s'élève à 2,73% contre 2,65% au 31 décembre 2021.

NOTE 11 IMPÔTS

Principes comptables

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un *goodwill* dont la perte de valeur n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré et sont présentés à l'actif ou au passif de l'état de la situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôt différé ne sont pas actualisés.

Les effets d'impôt relatifs aux coupons versés sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée sont présentés en résultat.

11.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

11.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

Le produit d'impôt comptabilisé en résultat de l'exercice s'élève à 83 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 1 695 millions d'euros en 2021). La ventilation de ce produit d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Impôt exigible	(1 762)	(740)
Impôt différé	1 845	(955)
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	83	(1 695)

11.1.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt comptabilisée

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique du Groupe et la charge d'impôt effectivement comptabilisée est présentée dans le tableau suivant :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Résultat net	390	3 758
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	523	784
Résultat après impôt des activités non poursuivies	2 183	80
Impôt sur les bénéfices	83	(1 695)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	(2 400)	4 588
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	<i>(2 130)</i>	<i>5 604</i>
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	<i>(270)</i>	<i>(1 016)</i>
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	25,8%	28,4%
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	620	(1 303)
Eléments de passage entre le produit/(charge) d'impôt théorique et la charge d'impôt inscrite au compte de résultat		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable pour la société mère et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions françaises et étrangères	(8)	38
Différences permanentes ⁽¹⁾	(313)	(30)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ⁽²⁾	427	300
Compléments d'impôt ⁽³⁾	(327)	(230)
Effet de la non reconnaissance d'actifs d'impôt différé sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles ⁽⁴⁾	(940)	(958)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus ⁽⁵⁾	643	510
Effet des changements de taux d'impôt ⁽⁶⁾	(37)	(17)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ⁽⁷⁾	20	185
Autres ⁽⁸⁾	(1)	(189)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	83	(1 695)

- (1) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégréées et la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides.
- (2) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit dans certaines juridictions fiscales, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités, les pertes de valeur et moins-values non déductibles sur les titres de participation, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation.
- (3) Comprend notamment les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, la quote-part de frais et charges sur les dividendes, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés. En 2022, cette ligne comprend également la contribution temporaire de solidarité italienne, qui s'élève à 132 millions d'euros.
- (4) Comprend (i) l'effet de la non-reconnaissance des différences temporelles fiscales actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations.
- (5) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales.
- (6) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé au Royaume-Uni pour 2022 et au Royaume-Uni, en France et en Argentine pour 2021.
- (7) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, les crédits d'impôt en France et autres réductions d'impôt.
- (8) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

11.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit / de la charge d'impôt différé du compte de résultat

En millions d'euros	Impacts résultat	
	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Actifs d'impôt différé :		
Reportes déficitaires et crédits d'impôts	1 051	(178)
Engagements de retraite et assimilés	(1)	(218)
Provisions non déductibles	55	(56)
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	454	174
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	(1 260)	6 542
Autres	(135)	222
TOTAL	164	6 485
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(545)	(498)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	1 781	(7 148)
Autres	398	183
TOTAL	1 634	(7 463)
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	1 798	(977)
<i>Dont activités poursuivies</i>	<i>1 844</i>	<i>(955)</i>

11.2 Produits et charges d'impôt différé comptabilisés en «Autres éléments du résultat global»

Les produits et charges d'impôt différé comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ventilés par composantes, sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Instruments de capitaux propres et de dettes	33	(4)
Écarts actuariels	(646)	(447)
Couverture d'investissement net	11	55
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	943	(1 370)
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	(3)	(19)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE & ACTIVITES NON POURSUIVIES	338	(1 784)
Quote-part des entreprises mises en équivalence	(132)	(50)
Activités non poursuivies	(21)	(13)
TOTAL	185	(1 848)

11.3 Impôts différés dans l'état de la situation financière

11.3.1 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de la situation financière, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé, se ventile de la manière suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Actifs	Passifs	Positions nettes
AU 31 DÉCEMBRE 2021	1 181	(7 738)	(6 557)
Effet du résultat de la période	164	1 635	1 799
Effet des autres éléments du résultat global	(479)	792	313
Effet de périmètre	38	(19)	19
Effet de change	101	(146)	(45)
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(54)	51	(3)
Autres effets	440	(344)	95
Effet de présentation nette par entité fiscale	638	(638)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2022	2 029	(6 408)	(4 379)

11.3.2 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés présentée dans l'état de la situation financière (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé)

Principes comptables

Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Cette probabilité de bénéfices imposables futurs est estimée en prenant en considération l'existence de différences temporelles imposables relevant de la même entité fiscale et se reversant sur les mêmes échéances vis-à-vis de la même autorité fiscale, ainsi que les estimations de profits taxables futurs. Ces prévisions de profits taxables et les consommations de reports déficitaires en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat sur une période de projections fiscales de six années telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

<i>En millions d'euros</i>	Position de clôture	
	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 202	1 299
Engagements de retraite	812	1 501
Provisions non déductibles	518	388
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 830	1 440
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	8 346	8 968
Autres	620	523
TOTAL	14 328	14 119
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(9 873)	(9 345)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	(8 141)	(10 643)
Autres	(693)	(687)
TOTAL	(18 707)	(20 675)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(4 378)	(6 557)

11.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2022, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 4 165 millions d'euros (contre 4 642 millions d'euros au 31 décembre 2021). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, en Australie, au Luxembourg et aux Pays-Bas). Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu, en tout ou partie, à la comptabilisation d'actifs d'impôt différé faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de la situation financière s'élève à 1 590 millions d'euros en 2022 (contre 1 097 millions d'euros en 2021).

NOTE 12 RÉSULTAT PAR ACTION

Principes comptables

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat de base par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions ordinaires potentiellement dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément aux dispositions d'IAS 33 – *Résultat par action*, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés (cf. Note 16.2.1 «Émission de titres super-subordonnés»).

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions de performance en titres ENGIE.

	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Numérateur (en millions d'euros)		
Résultat net part du Groupe	216	3 661
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies</i>	<i>(1 965)</i>	<i>3 582</i>
Rémunération des titres super-subordonnés	(77)	(121)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	140	3 540
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action</i>	<i>(2 042)</i>	<i>3 461</i>
Résultat net part du Groupe dilué	140	3 540
Résultat net récurrent part du Groupe	5 510	3 158
<i>Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies</i>	<i>5 223</i>	<i>2 927</i>
Rémunération des titres super-subordonnés	(77)	(121)
Résultat net récurrent part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	5 433	3 037
<i>Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action</i>	<i>5 146</i>	<i>2 806</i>
Résultat net récurrent part du Groupe dilué	5 433	3 037
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 420	2 419
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	-	12
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	2 420	2 431
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	0,06	1,46
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action</i>	<i>(0,84)</i>	<i>1,43</i>
Résultat net part du Groupe par action dilué	0,06	1,46
<i>Dont Résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action</i>	<i>(0,84)</i>	<i>1,42</i>
Résultat net récurrent part du Groupe par action	2,24	1,26
<i>Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies, par action</i>	<i>2,13</i>	<i>1,16</i>
Résultat net récurrent part du Groupe par action dilué ⁽¹⁾	2,23	1,25
<i>Dont Résultat net récurrent part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action ⁽¹⁾</i>	<i>2,12</i>	<i>1,15</i>

(1) En 2022, le calcul intègre au dénominateur 12 millions d'actions potentielles qui auraient un effet dilutif sur le RNRpG et le RNRpG des activités poursuivies par action mais qui n'ont pas été prises en compte dans le calcul du RNpG et du RNpG des activités poursuivies en raison de l'effet relatif sur ces derniers.

NOTE 13 ACTIFS IMMOBILISÉS

13.1 Goodwill

Principes comptables

Lors d'un regroupement d'entreprises le *goodwill* est calculé par différence entre :

- d'une part la somme de :
 - la contrepartie transférée ;
 - le montant des intérêts minoritaires dans l'entreprise acquise, et
 - dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- et d'autre part la juste valeur nette des actifs acquis et des passifs repris identifiables. Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management à la date d'acquisition.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut plus être ajusté après la fin de la période d'évaluation de 12 mois.

Les *goodwill* relatifs aux participations dans les entreprises associées sont compris dans la valeur des participations dans les entreprises mises en équivalence.

13.1.1 Évolution de la valeur comptable

<i>En millions d'euros</i>	Valeur nette
AU 31 DÉCEMBRE 2021	12 799
Variations de périmètre et Autres	(27)
Écarts de conversion	82
AU 31 DÉCEMBRE 2022	12 854

13.1.2 Informations sur les *goodwill*

Pour les besoins des tests de dépréciation, les *goodwill* sont alloués aux secteurs opérationnels, qui représentent le niveau le plus bas auquel ils sont suivis pour des besoins de gestion interne.

Le tableau ci-dessous présente le montant des *goodwill* au 31 décembre 2022 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2022
Infrastructures	5 302
Renouvelables	2 110
Fourniture d'énergie	1 830
<i>Energy Solutions</i>	1 316
Thermique	1 152
Nucléaire	797
Autres	350
TOTAL	12 855

13.2 Immobilisations incorporelles

Principes comptables

Évaluation initiale

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté en fonction du rythme attendu de la consommation des avantages économiques futurs de l'actif. Les amortissements sont calculés, essentiellement sur base du mode linéaire, en fonction des durées d'utilité suivantes :

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	3	20
Autres immobilisations incorporelles	1	50

Certaines immobilisations incorporelles, dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de perte de valeur annuel.

Droits incorporels sur contrats de concession

L'interprétation IFRIC 12 – *Accords de concession de services* traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et
- le concédant contrôle tout intérêt résiduel significatif de l'infrastructure au terme du contrat, par exemple il a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

Le modèle de l'actif incorporel selon IFRIC 12§17 s'applique si l'opérateur reçoit un droit (une licence) de faire payer les utilisateurs, ou le concédant, en fonction de l'utilisation faite du service public. Il n'existe pas de droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie, car ce droit dépend du niveau d'utilisation du service par les usagers.

Les infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles. C'est le cas des infrastructures de distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GRDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Frais de recherche et développement

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité.

13.2.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En millions d'euros</i>	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
AU 31 DÉCEMBRE 2021	3 917	2 845	12 936	19 697
Acquisitions	68	-	1 364	1 432
Cessions	(485)	(15)	(622)	(1 122)
Écarts de conversion	11	-	150	162
Variations de périmètre	(37)	-	15	(22)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies»	-	-	6	6
Autres variations	156	453	(351)	257
AU 31 DÉCEMBRE 2022	3 630	3 282	13 498	20 410
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
AU 31 DÉCEMBRE 2021	(1 921)	(2 133)	(8 860)	(12 913)
Dotations aux amortissements	(139)	(90)	(812)	(1 041)
Pertes de valeur	(13)	-	(41)	(54)
Cessions	477	15	519	1 011
Écarts de conversion	1	-	(45)	(44)
Variations de périmètre	9	-	37	46
Autres variations	(121)	-	71	(50)
AU 31 DÉCEMBRE 2022	(1 706)	(2 208)	(9 131)	(13 046)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
AU 31 DÉCEMBRE 2021	1 996	712	4 076	6 784
AU 31 DÉCEMBRE 2022	1 924	1 074	4 366	7 364

L'augmentation nette des immobilisations incorporelles s'explique essentiellement par :

- des investissements sur la période pour 1 432 millions d'euros qui concernent principalement les projets informatiques en cours (898 millions d'euros) dans les secteurs opérationnels *Energy Solutions*, Infrastructures en France et Renouvelables au Brésil et aux États-Unis ;
- un effet positif des variations de change pour 118 millions d'euros principalement dû à l'appréciation du real brésilien (86 millions d'euros) et du dollar américain (37 millions d'euros) par rapport à l'euro ;
- des effets de périmètre positifs pour 24 millions d'euros principalement liés à l'acquisition d'Eolia Renovables en Espagne (22 millions d'euros) et à l'acquisition des activités renouvelables aux États-Unis (14 millions d'euros) ;

compensée partiellement par :

- des dotations aux amortissements pour -1 041 millions d'euros ;
- l'impact de la première application de la décision de l'IFRS IC de mars 2021, relative au traitement comptable des coûts de configuration et de personnalisation des logiciels en mode SaaS (*Software as a Service*) pour -140 millions d'euros (cf. Note 1.1 «Référentiel et méthodes comptables») ;
- des pertes de valeurs pour -54 millions d'euros.

13.2.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales

confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs sous-jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 50 ans. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B et Tricastin (France), et de capacités de production virtuelle (VPP - *Virtual Power Plant*) en Italie.

13.2.3 Autres

Au 31 décembre 2022, ce poste comprend principalement 1 393 millions d'euros de logiciels et licences, 767 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 1 925 millions d'euros composés notamment d'actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés.

13.2.4 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques. Les priorités en matière de recherche et développement sont prioritairement orientées vers l'adaptation et l'atténuation au changement climatique, et incluent notamment les systèmes d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer), la production et l'utilisation de gaz verts (hydrogène, biométhane) ou le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (chauffage et froid urbains, énergie solaire décentralisée, villes à faible émission de carbone et mobilité).

Les frais de développement capitalisés, liés à des projets en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38), s'élèvent à 44 millions d'euros pour l'exercice 2022 et sont principalement relatifs aux activités de EV Box (22 millions d'euros) dans le secteur opérationnel *Energy Solutions* et aux activités renouvelables de ENGIE Energía Chile (20 millions d'euros).

13.3 Immobilisations corporelles

Principes comptables

Évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique moins les amortissements cumulés et les pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application d'IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date de début une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de l'actif au titre du démantèlement.

Les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'un actif qualifié sont incorporés dans son coût.

Contrats de location

Conformément à IFRS 16, le Groupe reconnaît un droit d'utilisation à l'actif du bilan et une dette de location au titre des accords considérés comme des contrats de location dans lesquels il est preneur, à l'exception des contrats d'une durée

initiale inférieure ou égale à 12 mois («contrats de location à court terme»), ou de ceux dont l'actif sous-jacent est de faible valeur («actifs de faible valeur»). Les paiements associés à ces contrats sont comptabilisés linéairement en charge dans le compte de résultat. Les contrats de location du Groupe concernent principalement des immeubles, des véhicules, des navires GNL, un contrat de concession hydroélectrique et des autres équipements.

L'actif relatif au droit d'utilisation est initialement évalué au coût, qui comprend le montant initial de la dette de location (ajusté pour les paiements de loyers réalisés à la date de début du contrat ou avant cette date) majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés par le preneur, des coûts estimés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ainsi que les coûts liés à la restauration ou à la remise en état de l'actif ou du site où l'actif se trouve, moins, les éventuels avantages reçus liés à la location.

La dette de location est initialement évaluée à la valeur actuelle des loyers résiduels, actualisés au taux d'endettement marginal du preneur. Ce taux a été déterminé à partir du taux marginal d'emprunt du Groupe ajusté, conformément à la norme IFRS 16, pour tenir compte (i) de l'environnement économique des filiales, et en particulier de leur risque de crédit, (ii) de la devise dans laquelle les contrats ont été conclus et (iii) de la durée initiale du contrat (ou de la durée résiduelle de chaque contrat existant à la date de première application de la norme). La méthodologie utilisée pour calculer le taux d'emprunt marginal reflète l'échéancier de paiement des loyers (méthode de la durée).

La détermination de la durée du contrat, en ce compris l'appréciation du caractère raisonnable de l'exercice d'une option de prolongation ou du non exercice d'une option de résiliation, est effectuée au cas par cas. Cette analyse fait l'objet d'un nouvel examen si un événement ou un changement de circonstances important, sous le contrôle du preneur, se produit et est susceptible d'avoir une incidence sur cette évaluation. A noter que pour déterminer la période exécutoire d'un contrat, le Groupe retient une définition large de la notion de pénalités en tenant compte non seulement des pénalités contractuelles à proprement parler, mais aussi des coûts annexes induits par une éventuelle résiliation.

Gaz coussin

Le gaz «coussin», injecté dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz «utile» comptabilisé en stock (cf. Note 22.2 «Stocks»), il est enregistré en Autres immobilisations.

Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants a une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés essentiellement selon un mode linéaire sur base des durées normales d'utilité suivantes :

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Installations techniques		
• Stockage - Production - Transport - Distribution	5	60 (*)
• Installation - Maintenance	3	10
• Aménagements hydrauliques	20	65
Fermes solaires et éoliennes	25	30
Autres immobilisations corporelles	2	33

(*) Hors gaz coussin.

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minimales concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maximales s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité», les centrales nucléaires sont, depuis l'exercice 2003, amorties de manière prospective sur 40 ans, à compter de leur date de mise en service, à l'exception de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre la durée du contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte des options de renouvellement des contrats s'il est raisonnablement certain que ces options seront exercées.

L'actif relatif au droit d'utilisation est amorti de manière linéaire sur la durée du contrat de location, sauf si le contrat transfère la propriété de l'actif sous-jacent au Groupe à la fin du contrat. Dans ce cas, il est amorti sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, laquelle est déterminée selon les mêmes principes que ceux des immobilisations corporelles mentionnés ci-dessus.

13.3.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Construc- tions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantè- lement	Immobili- sations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
VALEUR BRUTE									
AU 31 DÉCEMBRE 2021	650	3 312	90 530	304	3 669	4 715	3 867	1 308	108 355
Acquisitions/Augmentations	4	21	348	33	-	5 473	1 335	69	7 283
Cessions	(33)	(94)	(475)	(29)	(3)	(28)	(167)	(55)	(884)
Écarts de conversion	8	15	934	3	13	153	110	23	1 260
Variations de périmètre	5	(2)	178	(12)	22	(75)	(88)	(22)	6
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies»	-	-	(372)	-	-	(6)	10	-	(369)
Autres variations	16	(491)	4 873	5	2 337	(4 585)	27	(3)	2 179
AU 31 DÉCEMBRE 2022	649	2 762	96 016	304	6 038	5 649	5 094	1 319	117 831
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR									
AU 31 DÉCEMBRE 2021	(146)	(1 849)	(49 426)	(219)	(3 115)	(387)	(1 284)	(850)	(57 277)
Dotations aux amortissements	(3)	(70)	(2 797)	(29)	(102)	-	(442)	(92)	(3 534)
Pertes de valeur	(2)	(8)	(846)	-	(911)	(472)	(19)	(2)	(2 259)
Cessions	3	78	395	27	1	47	157	49	757
Écarts de conversion	(1)	(8)	(331)	(2)	(4)	(12)	(24)	(8)	(390)
Variations de périmètre	1	(8)	(78)	(3)	(25)	97	(76)	(4)	(97)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies»	-	-	260	-	-	3	(1)	-	262
Autres variations	(4)	93	112	-	-	2	(21)	12	193
AU 31 DÉCEMBRE 2022	(153)	(1 772)	(52 709)	(226)	(4 155)	(724)	(1 710)	(895)	(62 343)
VALEUR NETTE COMPTABLE									
AU 31 DÉCEMBRE 2021	503	1 463	41 105	85	554	4 328	2 583	458	51 079
AU 31 DÉCEMBRE 2022	497	991	43 307	78	1 883	4 925	3 384	424	55 488

En 2022, l'augmentation nette du poste «Immobilisations corporelles» s'explique essentiellement par :

- la comptabilisation d'actifs de démantèlement au titre de la révision des provisions pour démantèlement dont la partie essentielle (2 238 millions d'euros) concerne les installations nucléaires ;
- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 5 948 millions d'euros, relatifs notamment à des constructions et des développements de champs éoliens et solaires principalement en France, aux États-Unis et en Amérique Latine (2 870 millions d'euros), à des extensions de réseaux de transport et de distribution dans les Infrastructures en France et en Roumanie (1 806 millions d'euros), aux activités dans le secteur opérationnel *Energy Solutions* (461 millions d'euros) et aux actifs du secteur opérationnel Thermique (516 millions d'euros) ;
- la comptabilisation d'un droit d'utilisation relatif à l'extension de la concession de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) pour un total de 848 millions d'euros ; et
- des effets de change positifs de 870 millions d'euros provenant de l'appréciation du dollar américain (601 millions d'euros) et du real brésilien (324 millions d'euros) par rapport à l'euro ;

compensés par :

- des dotations aux amortissements pour un total de -3 534 millions d'euros ;
- l'impact net pour -107 millions d'euros du classement en «Actifs destinés à être cédés », comprenant principalement le classement d'une centrale thermique au Brésil (-353 millions d'euros), partiellement compensé par l'abandon du classement de certains actifs renouvelables au Mexique suite à l'évolution défavorable du projet de cession (229 millions d'euros) ;
- des pertes de valeur sur immobilisations corporelles, pour -2 259 millions d'euros, portant essentiellement sur les actifs nucléaires en Belgique (-1 219 millions d'euros).

13.3.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 1 120 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 1 373 millions d'euros au 31 décembre 2021.

La diminution nette porte principalement sur les actifs thermiques au Brésil pour -484 millions d'euros en raison du classement au 31 décembre 2022 en «Actifs destinés à être cédés» d'une centrale thermique au Brésil.

13.3.3 Engagements contractuels d'acquisitions d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements et de matériels relatifs à des constructions d'unités de production d'énergie et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 3 548 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 1 926 millions d'euros au 31 décembre 2021 ⁽⁷⁾.

L'augmentation nette porte principalement sur la construction d'actifs renouvelables au Brésil pour 680 millions d'euros et aux États-Unis pour 392 millions d'euros et aux sites stockages de gaz de Zuidwending et JemGum aux Pays-Bas pour 286 millions d'euros.

13.3.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de l'exercice incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 109 millions d'euros au titre de 2022 contre 70 millions d'euros au titre de 2021.

13.4 Tests de perte de valeur des *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles

Principes comptables

Risque de perte de valeur

Goodwill

Les *goodwill* ne sont pas amortis mais font l'objet, conformément à IAS 36, de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur. Tous les *goodwill* font l'objet d'un test de perte de valeur sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre.

(7) Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles au 31 décembre 2021 ont été corrigés d'un double comptage.

Ces *goodwill* sont testés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Il y a perte de valeur du *goodwill* si la valeur nette comptable de l'UGT (ou groupe d'UGT) à laquelle le *goodwill* est affecté est supérieure à sa valeur recouvrable.

Les pertes de valeur relatives aux *goodwill* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat.

Immobilisations incorporelles et corporelles

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement.

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

Les immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (Unité Génératrice de Trésorerie – UGT) déterminé conformément aux prescriptions d'IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Indices de perte de valeur

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :
 - sur la période, la valeur de marché d'un actif a diminué de façon plus importante que du seul effet attendu du passage du temps ou de l'utilisation normale de l'actif ;
 - d'importants changements, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement technologique, économique ou juridique ou du marché dans lequel l'entité opère ou dans le marché auquel l'actif est dévolu ;
 - les taux d'intérêt du marché ou d'autres taux de rendement du marché ont augmenté durant la période et il est probable que ces augmentations affecteront le taux d'actualisation utilisé dans le calcul de la valeur d'utilité d'un actif et diminueront de façon significative la valeur recouvrable de l'actif ;
 - la valeur comptable de l'actif net de l'entité est supérieure à sa capitalisation boursière ;
- au titre des indices internes :
 - il existe un indice d'obsolescence ou de dégradation physique d'un actif ;
 - des changements importants, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou sont susceptibles de survenir dans un proche avenir, dans le degré ou le mode d'utilisation d'un actif tel qu'il est utilisé ou que l'on s'attend à l'utiliser. Ces changements incluent la mise hors service de l'actif, les plans d'abandon ou de restructuration du secteur d'activité auquel un actif appartient et les plans de sortie d'un actif avant la date précédemment retenue, et la réestimation de la durée d'utilité d'un actif comme déterminée plutôt qu'indéterminée ;

- des données internes montrent que la performance économique d'un actif est ou sera moins bonne que celle attendue.

Évaluation de la valeur recouvrable

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales hypothèses économiques retenues portent sur :

- les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire ;
- des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme requis par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur recouvrable des actifs concernés est déterminée sur la base de leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture.

13.4.1 Hypothèses générales

La réalisation des tests de valeur s'est déroulée dans un contexte de forte volatilité des paramètres économiques tel que décrit dans la Note 1.3 «Utilisation d'estimations et du jugement».

Les valeurs recouvrables sont déterminées, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2023 et du plan d'affaires à moyen terme 2024-2025 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2026-2050 lesquelles ont été revues et validées en octobre 2022 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide («prix *forward*») concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO₂ et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de forte volatilité des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO₂ sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le «pacte vert pour l'Europe» présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. Parmi les scénarios externes, celui du Groupe est proche de ceux de l'International Energy Agency avec son modèle APS (*Announced Pledges Scenario*) ou de l'ADEME («technologie verte»).
- S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long

terme du prix des combustibles et du CO₂, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique. La trajectoire choisie par ENGIE privilégie un mix équilibré, dans lequel le gaz renouvelable et captage et stockage du dioxyde de carbone sont intégrés afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique. Cette trajectoire est reprise dans le rapport produit par le Groupe dans le cadre de l'initiative «*Task Force on Climate Related Financial Disclosures*» (TCFD). Les facteurs de risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux sont également détaillés dans le Document d'Enregistrement Universel du Groupe.

13.4.2 Renouvelables

Au 31 décembre 2022, le *goodwill* s'élève à 2 110 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 1 305 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 14 679 millions d'euros. Renouvelables regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer et la géothermie principalement. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

La valeur d'utilité de la Compagnie Nationale du Rhône et de la SHEM tient compte d'hypothèses portant notamment sur la prolongation ou la remise en appel d'offres des concessions, ainsi que sur les modalités d'une éventuelle prolongation.

Les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et réglementaires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissement à réaliser, etc.) durant cette période.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 4,5% et 10,2% en 2022. Ces taux étaient compris entre 4,5% et 10% en 2021.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2022, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels, d'un montant total de 232 millions d'euros, ont néanmoins été comptabilisées sur l'exercice notamment en Amérique Latine pour 135 millions d'euros et en Amérique du Nord pour 82 millions d'euros.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique, en France, aurait un impact négatif de 0,4 milliard d'euros sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10€/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 0,3 milliard d'euros sur la valeur recouvrable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés pour les activités de production électrique d'origine hydraulique, en France aurait un impact négatif de 0,3 milliard d'euros sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 0,3 milliard d'euros sur la valeur recouvrable.

13.4.3 Infrastructures

Cet ensemble englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de

gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili.

Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la transition énergétique et au verdissement des réseaux (biométhane, hydrogène...).

Au 31 décembre 2022, le *goodwill* s'élève à 5 302 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 1 093 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 29 942 millions d'euros. Les infrastructures régulées en France totalisent 940 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 26 369 millions d'euros pour les immobilisations corporelles.

La valorisation des activités en France découle principalement des projections de flux de trésorerie établies à partir des tarifs négociés avec le régulateur (CRE) et des valeurs terminales correspondant à la valeur attendue de la Base des Actifs Régulés (BAR). La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par les opérateurs. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Pour la valorisation des activités en France, le scénario mix énergétique à horizon 2050, retenu par le Groupe et décrit dans la Note 17.3.1 «Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires», n'entraînera pas de modification sensible de la BAR. En raison du rôle indispensable du gaz qui fournit une source stable d'approvisionnement en énergie, complémentaire aux sources d'énergies renouvelables intermittentes par nature, non pilotables et difficilement stockables, le Groupe considère que son réseau d'infrastructures gazières sera maintenu ou converti pour permettre l'acheminement des gaz verts (biométhane, hydrogène...) qui remplaceront progressivement le gaz naturel.

Le Groupe prévoit, pour y parvenir, un maintien du niveau actuel des investissements. Cette approche est largement confortée par le développement rapide du cadre réglementaire pour accompagner l'essor de l'hydrogène, et dans une certaine mesure du biométhane dans l'Union Européenne, qui se traduira par des cibles concrètes européennes au moins pour l'hydrogène. Le cadre réglementaire en question devrait rapidement se matérialiser, dans moins de deux ans.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Les priorités d'action de la politique climatique et énergétique française sont en cours d'actualisation avec la future Stratégie Française sur l'Énergie et le Climat (SFEC) (cf. Note 17.3.1 «Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires»). Cette future politique pourrait avoir un impact sur le rôle et le dimensionnement des infrastructures gazières en France.

Les taux d'actualisation de l'ensemble de ces activités sont compris entre 4,7% et 8,5% en 2022. Ces taux étaient compris entre 4,5% et 8,5% en 2021.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2022, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels d'un montant total de 65 millions d'euros ont néanmoins été comptabilisées sur l'exercice notamment en Allemagne.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère régulé des activités Infrastructures en France et du caractère progressif de la transition du gaz naturel vers les gaz verts, une variation raisonnable des paramètres de valorisation (taux d'actualisation, taux d'inflation et taux de rémunération des actifs) n'entraînerait pas de perte de valeur. Une évolution très substantielle du cadre réglementaire pourrait avoir un impact significatif sur la valorisation des actifs d'infrastructures gazières en France. A ce titre, il est rappelé, ci-après, la BAR 2022 des actifs Infrastructures gazières en France, ainsi que les dotations aux amortissements s'y afférentes :

<i>En millions d'euros</i>	BAR 2022	Dotations aux amortissements
GRDF	16 137	(990)
GRTgaz	9 047	(540)
Storengy	3 958	(147)
Elengy	900	(56)

13.4.4 Energy Solutions

Au 31 décembre 2022, le *goodwill* s'élève à 1 316 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 2 302 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 2 496 millions d'euros.

Energy Solutions englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie bas carbone (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone...) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie, en France, a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 2% par an.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des prix au-delà de l'horizon liquide.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 4,9% et 8,9% en 2022. Ces taux étaient compris entre 4,5% et 8,6% en 2021.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2022, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels d'un montant total de 132 millions d'euros ont néanmoins été comptabilisées sur l'exercice principalement en lien avec des renégociations sur des contrats arrivant prochainement à échéance en France.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère essentiellement contractuel des activités d'*Energy Solutions*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

13.4.5 Thermique

Au 31 décembre 2022, le *goodwill* s'élève à 1 152 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 237 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 5 525 millions d'euros.

Thermique regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz ou le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2023 et plan d'affaires à moyen terme 2024-2025 puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de trois ans sur la durée d'utilité des actifs sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution du prix du CO₂, des combustibles et de l'électricité au-delà de l'horizon liquide. Ces hypothèses portent également sur la durée des mécanismes de taxation des rentes inframarginales en France et en Italie.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 6% et 10,3% en 2022. Ces taux étaient compris entre 6% et 10% en 2021.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2022, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels d'un montant total de 744 millions d'euros ont néanmoins été comptabilisées sur l'exercice notamment en lien avec la poursuite du programme de sortie des activités charbon à finaliser au plus tard à horizon 2027.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 1% sur l'excédent de la valeur recouvrable des centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne par rapport à leur valeur comptable, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 1% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne aurait un impact négatif de 5% sur l'excédent de la valeur recouvrable du *goodwill* par rapport à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 5% sur ce calcul.

13.4.6 Fourniture d'Énergie

Au 31 décembre 2022, le *goodwill* s'élève à 1 830 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 682 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 119 millions d'euros.

Fourniture d'Énergie regroupe les activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des principales activités de services et de commercialisation d'énergie en Europe a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme d'environ 2% par an.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 7,8% et 10% en 2022. Ces taux étaient compris entre 7% et 9% en 2021.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2022, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels d'un montant total de 53 millions d'euros ont néanmoins été comptabilisées sur l'exercice en lien avec le recentrage géographique décidé par le Groupe.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités de Fourniture d'Énergie, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

13.4.7 Nucléaire

Au 31 décembre 2022, le *goodwill* est de 797 millions d'euros, les immobilisations incorporelles s'élèvent à 1 075 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 1 719 millions d'euros.

Cet ensemble regroupe les activités de production d'électricité à partir du parc de centrales nucléaires du Groupe en Belgique ainsi que des droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin en France.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

Les prévisions de flux de trésorerie de ces activités reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO₂, l'évolution de la demande et des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre réglementaire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique, la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France et les mécanismes de taxation des rentes inframarginales). Enfin, le taux d'actualisation constitue également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de ces activités. Il s'établit à 7% pour l'exercice 2022, identique à celui de l'exercice 2021.

Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.

Le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40^{ème} année d'exploitation, énoncés dans la loi du 31 janvier 2003 sur «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité» ont été réaffirmés dans la note de politique générale du gouvernement belge du 4 novembre 2020. Ce principe était cependant assorti de mécanismes d'analyse permettant de réapprécier cette décision en fonction de ses impacts sur la sécurité d'approvisionnement, le climat, les prix de l'énergie et la sécurité des installations qui font l'objet d'un *monitoring*.

En mars 2022, le gouvernement belge a annoncé envisager une extension d'une partie du parc des centrales nucléaires au-delà de 2025. Le Groupe a signé, le 21 juillet 2022, une lettre d'intention non engageante afin d'évaluer la faisabilité et les conditions d'une prolongation des unités nucléaires Doel 4 et Tihange 3.

Conformément aux termes de l'accord non liant signé le 9 janvier 2023, le gouvernement belge et ENGIE se sont engagées à mettre en œuvre leurs meilleurs efforts pour prolonger la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires de seconde génération Doel 4 et Tihange 3 et redémarrer ces unités en novembre 2026 pour une capacité de production totale de 2GW.

Compte tenu du stade d'avancement des négociations et en l'absence d'informations précises à date sur les conditions économiques de cette prolongation, la période d'extension au-delà de 2025 n'est pas considérée dans les tests de perte de valeur réalisés au 31 décembre 2022.

En France, l'Autorité de Sureté Nucléaire a autorisé le redémarrage de Tricastin 1 le 20 décembre 2019 après son arrêt pour quatrième visite décennale et a publié, le 3 décembre 2020, un projet de décision fixant les conditions de la poursuite

du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans. La voie est ainsi ouverte à la confirmation d'une prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de la série des 900 MW à formaliser dans les prochaines années après fixation des conditions de poursuite de l'exploitation par l'agence de sûreté nucléaire et enquête publique. Le Groupe a donc tenu compte de la prolongation de 10 années des unités nucléaires, et des droits de tirage correspondants, au-delà de leur quatrième visite décennale. La dernière visite décennale de Tricastin (VD4) a eu lieu en 2021, et celle Chooz B (VD3) en 2019. Cette hypothèse de prolongation était déjà prise en compte les années passées.

Résultats du test de perte de valeur

La prise en compte des effets de la révision triennale des provisions nucléaires sur les actifs à reconnaître en contrepartie des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires a conduit le Groupe à constater, sur l'exercice, une perte de valeur de 1 219 millions d'euros au titre des actifs de démantèlement.

La valeur recouvrable de l'activité Nucléaire demeure au-dessus de la valeur du *goodwill* particulièrement du fait de l'excédent de valeur attaché aux unités en France.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur l'ensemble de la production électrique d'origine nucléaire, au-delà de l'horizon *forward*, se traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,4 milliard d'euros mais ne s'accompagnerait pas d'une perte de valeur du *goodwill*.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,1 milliard d'euros accompagnée de pertes de valeur non matérielles sur les centrales belges.

Une diminution de 5% du taux de disponibilité des centrales nucléaires

belges sur l'ensemble de leur horizon de production se traduirait par une perte de valeur de l'ordre de 0,3 milliard d'euros sur les centrales belges. Une diminution similaire sur les centrales en France se traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,2 milliard d'euros mais ne s'accompagnerait pas d'une perte de valeur.

13.4.8 Autres

Le *goodwill* s'élève à 350 millions d'euros au 31 décembre 2022. Cet ensemble regroupe les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie, de fourniture BtoB en France d'Entreprises & Collectivités (E&C), ainsi que du *Corporate* et des *holdings*.

Le secteur Autres présente, pour ses activités opérationnelles portant des *goodwill*, des marges importantes entre la valeur recouvrable et la valeur nette comptable au 31 décembre 2022.

NOTE 14 INSTRUMENTS FINANCIERS

14.1 Actifs financiers

Principes comptables

Conformément aux principes de la norme IFRS 9 – *Instruments financiers*, les actifs financiers sont comptabilisés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par capitaux propres, soit à la juste valeur par résultat en fonction des deux critères suivants :

- un premier critère relatif aux caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de chaque instrument. L'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels vise à déterminer si ces flux sont «uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sur le principal restant dû» (dit test «SPPI» ou *Solely Payments of Principal and Interest*) ;
- un second critère relatif au modèle économique utilisé par l'entreprise pour gérer ses actifs financiers. La norme IFRS 9 définit trois modèles économiques différents. Un premier modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, un deuxième modèle dont l'objectif économique est atteint à la fois par la perception de flux de trésorerie contractuels et par la vente d'actifs financiers et les «autres» modèles économiques.

L'identification du modèle économique et l'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels nécessitent du jugement pour s'assurer que les actifs financiers sont classés dans la catégorie appropriée.

Lorsque l'actif financier est un placement dans un instrument de capitaux propres, et qu'il n'est pas détenu à des fins de transaction, le Groupe peut faire le choix irrévocable de présenter les profits et pertes sur ce placement en autres éléments du résultat global.

À l'exception des créances commerciales, qui sont évaluées conformément à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15, les actifs financiers sont, lors de leur comptabilisation initiale, évalués à leur juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur par résultat, des coûts de transaction directement attribuables à leur acquisition.

Lors de chaque clôture, les actifs financiers évalués selon la méthode du coût amorti ou à la juste valeur par capitaux propres (recyclable) font l'objet d'un test de dépréciation basé sur la méthode d'estimation des pertes de crédit attendues.

Les actifs financiers comprennent également les instruments financiers dérivés qui sont conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 évalués à leur juste valeur.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre la part non courante et courante sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2022			31 déc. 2021		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	14.1	10 599	2 394	12 992	10 949	2 495	13 444
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>		1 217	-	1 217	2 344	-	2 344
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>		278	-	278	483	-	483
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>		2 128	290	2 418	2 157	104	2 261
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>		1 178	568	1 745	1 794	395	2 189
<i>Prêts et créances au coût amorti</i>		5 798	1 537	7 334	4 171	1 996	6 167
Créances commerciales et autres débiteurs	7.2	-	31 310	31 310	-	32 555	32 555
Actifs de contrats	7.2	9	12 575	12 584	34	8 344	8 377
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	15 570	15 570	-	13 890	13 890
Instruments financiers dérivés	14.4	33 134	15 252	48 386	25 616	19 373	44 989
TOTAL		43 741	77 102	120 843	36 599	76 657	113 256

14.1.1 Autres actifs financiers

14.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres (OCI)

La norme IFRS 9 permet de faire le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations de la juste valeur d'un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction. Ce choix se fait instrument par instrument (c'est-à-dire, titre par titre). Les montants présentés dans les autres éléments du résultat global ne doivent pas être transférés ultérieurement au résultat y compris les résultats de cessions. La norme autorise cependant à transférer le cumul des profits et des pertes à une autre composante des capitaux propres. Les dividendes de tels placements sont comptabilisés en résultat à moins que le dividende ne représente clairement la récupération d'une partie du coût d'investissement.

Les instruments de capitaux propres comptabilisés dans cette rubrique concernent principalement les participations dans des sociétés non contrôlées par le Groupe et pour lesquelles l'option de valorisation par capitaux propres a été retenue compte tenu de leur caractère stratégique et long terme.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition, majorée des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, pour les instruments cotés, la juste valeur est déterminée sur base du cours de bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou de flux de trésorerie et la valeur de l'actif net.

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

Les instruments de capitaux propres qui sont détenus à des fins de transaction ou pour lesquels le Groupe n'a pas fait le choix d'une valorisation en juste valeur par les autres éléments du résultat global sont évalués à la juste valeur par le compte de résultat.

Cette catégorie inclut essentiellement des participations du Groupe dans des sociétés non contrôlées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition.

Aux dates de clôture, en ce qui concerne les instruments cotés et ceux non cotés, les mêmes règles d'évaluation que celles décrites ci-dessus s'appliquent.

<i>En millions d'euros</i>	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DECEMBRE 2021	2 344	483	2 827
Acquisitions	213	93	306
Cessions	(647)	(263)	(910)
Variations de juste valeur	(686)	(15)	(701)
Variations de périmètre, change et divers	(7)	(20)	(27)
AU 31 DECEMBRE 2022	1 217	278	1 495
Dividendes	12	3	15

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 875 millions d'euros d'instruments cotés (1 750 millions d'euros au 31 décembre 2021) et 620 millions d'euros d'instruments non cotés (1 077 millions d'euros au 31 décembre 2021). Ils comprennent notamment la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG, qui a été ramenée à 90 millions d'euros, en diminution de 474 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2021. Cette baisse tient compte du profil de risque accru de Gazprom, client unique de la société et fait également suite aux dommages portés au *pipeline*, qui ont rendu l'actif inopérant. Ce changement de juste valeur de l'actif n'impacte pas le compte de résultat de la période et est porté directement en diminution des autres éléments du résultat global. La ligne «Cessions» inclut notamment la cession de la participation résiduelle de 1,8% dans SUEZ pour -227 millions d'euros.

14.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers dont la détention s'inscrit dans un modèle économique mixte de collecte et vente et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et aux intérêts (dit «SPPI»), sont évalués à la juste valeur par OCI (recyclable). Ceci implique un modèle d'évaluation mixte par le compte de résultat pour les intérêts (au coût amorti en utilisant la méthode dite du taux d'intérêt effectif), les dépréciations et les gains ou pertes de change et par OCI (recyclable) pour les autres gains ou pertes.

Cette rubrique reprend essentiellement des titres obligataires.

Les gains ou pertes de valeur de ces instruments sont comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI), à l'exception des éléments suivants, qui sont comptabilisés en résultat :

- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le gain ou la perte cumulé qui était précédemment comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est reclassé des capitaux propres en compte de résultat.

Instruments de dette à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels ne sont pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (dit «SPPI») ou dont la détention s'inscrit dans un «autre» modèle économique sont évalués à leur juste valeur par le compte de résultat.

Les placements du Groupe dans des fonds du type OPCVM sont comptabilisés dans cette rubrique. Ils sont considérés comme des instruments de dette, au sens de la norme IAS 32 – *Instruments financiers : Présentation*, compte tenu de

l'existence d'une obligation de rachat des parts chez l'émetteur, et ce, sur simple demande du détenteur. Ils sont évalués à la juste valeur par résultat car les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels ne répondent pas au test dit SPPI.

<i>En millions d'euros</i>	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DECEMBRE 2021	2 260	1	1 593	595	4 449
Acquisitions	1 751	22	1 704	200	3 677
Cessions	(1 207)	(1)	(2 040)	(20)	(3 269)
Variations de juste valeur	(386)	-	(280)	(7)	(673)
Variations de périmètre, change et divers	-	(22)	-	-	(22)
AU 31 DECEMBRE 2022	2 418	-	977	769	4 163

Les instruments de dette à la juste valeur au 31 décembre 2022 comprennent essentiellement les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 3 350 millions d'euros (*cf. Note 17.2.4 « Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées »*), et des instruments liquides venant en réduction de l'endettement financier net pour 769 millions d'euros (respectivement 3 806 millions d'euros et 596 millions d'euros au 31 décembre 2021).

14.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti

Principes comptables

Les prêts et créances financières détenus par le Groupe dans le cadre d'un modèle économique consistant à détenir l'instrument afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs à son principal et à ses intérêts (dit test «SPPI»), sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les éléments suivants sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Le Groupe a conclu des contrats de concessions avec certaines autorités publiques au titre desquels les travaux de construction, d'extension ou d'amélioration de l'infrastructure sont réalisés en contrepartie d'un droit inconditionnel à recevoir du concessionnaire un paiement en trésorerie ou en autres actifs financiers. Dans ce cas, le Groupe constate une créance financière sur le concédant.

Le Groupe a conclu des contrats de services ou des contrats *take-or-pay* qui sont ou contiennent des contrats de location et dans lesquels le Groupe agit comme bailleur et ses clients comme preneurs. Ces contrats font l'objet d'une analyse selon les principes d'IFRS 16 afin de déterminer s'ils qualifient de contrats de location simple ou de contrats de location-financement. Si un contrat transfère au client, le preneur, la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif, ce contrat est considéré comme un contrat de location-financement et une créance financière est constatée pour refléter le financement accordé par le Groupe à son client.

Les dépôts de garantie provenant des contrats de location sont également présentés dans cette rubrique. Ils sont comptabilisés à leur valeur nominale.

Il convient de se reporter à la Note 15 «Risques liés aux instruments financiers» en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie.

En millions d'euros	31 déc. 2022			31 déc. 2021		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées et autres instruments de dette au coût amorti	3 583	427	4 010	2 267	195	2 462
Autres créances au coût amorti	261	734	995	240	1 537	1 777
Créances de concessions	1 564	187	1 751	1 200	123	1 324
Créances de location financement	390	189	579	463	141	604
TOTAL	5 798	1 537	7 334	4 171	1 996	6 167

Les prêts aux sociétés affiliées et autres instruments de dette au coût amorti comprennent la trésorerie des instruments de dette de Synatom en attente de placement pour 2 270 millions d'euros (167 millions d'euros au 31 décembre 2021) (cf. Note 17.2.4 « Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées »).

Les créances de concession s'élèvent à 1 751 millions d'euros au 31 décembre 2022. Elles concernent principalement les concessions de transport d'électricité Novo Estado et Gralha Azul au Brésil.

Les dépréciations sur prêts et créances au coût amorti s'élèvent à 1 294 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 228 millions d'euros au 31 décembre 2021), et comprennent la dépréciation du prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 pour 987 millions d'euros (cf. Note 15.2.2.1 « Prêts et créances au coût amorti » et Note 10 « Résultat financier »).

Les autres gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti sont les suivants :

En millions d'euros	Évaluation ultérieure à l'acquisition		
	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur attendue
Au 31 décembre 2022	211	(64)	(6)
Au 31 décembre 2021	223	(15)	(7)

Créances de location financement

Ces contrats relèvent de la norme IFRS 16. Il s'agit de contrats de vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Wapda et NTDC (Uch – Pakistan).

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Paiements minimaux non actualisés	758	713
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	12	11
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	770	724
Produits financiers non acquis	47	56
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	723	668
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	718	660
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	5	9

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Au cours de la 1 ^{ère} année	137	122
De la 2 ^{ème} à la 5 ^{ème} année comprise	376	351
Au-delà de la 5 ^{ème} année	245	240
TOTAL	758	713

14.1.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat

Les créances commerciales et autres débiteurs ainsi que les actifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 «Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats».

14.1.3 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes comptables

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

Les découverts bancaires sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

Les différents éléments de trésorerie et d'équivalents de trésorerie font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 15 570 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 13 890 millions d'euros au 31 décembre 2021. Il est composé d'OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour (50%), de dépôts à terme et comptes courants à moins d'un mois (36%) et de dépôts à moins de trois mois et autres produits (14%).

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des «obligations vertes» (cf. *Chapitre 5 du Document d'Enregistrement Universel*) et non encore alloués à des projets éligibles.

Il comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 12 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 172 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Le résultat enregistré sur le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» au 31 décembre 2022 s'établit à 196 millions d'euros contre 54 millions d'euros en 2021.

14.1.4 Transferts d'actifs financiers

Le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé en 2022 à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers pour un montant total de 3 733 millions d'euros.

14.1.5 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 532	3 915

Ce poste est principalement constitué de la valeur comptable des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

14.2 Passifs financiers

Principes comptables

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces éléments sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc comptabilisés en résultat sur la durée de vie de l'emprunt sur la base du coût amorti.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit «incorporé». En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante «dérivé incorporé», à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé et une composante «passif financier» déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en «Passifs au coût amorti» pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, et les autres passifs financiers ;
- en «Passifs évalués à la juste valeur par résultat» pour les instruments financiers dérivés et pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2022 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2022			31 déc. 2021		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	14.3	28 083	12 508	40 591	30 458	10 590	41 048
Fournisseurs et autres créanciers	14.2	-	39 801	39 801	-	32 822	32 822
Passifs de contrats	7.2	121	3 292	3 412	68	2 671	2 739
Instruments financiers dérivés	14.4	39 417	11 859	51 276	24 228	22 702	46 931
Autres passifs financiers		90	-	90	108	-	108
TOTAL		67 711	67 460	135 171	54 863	68 785	123 648

14.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Fournisseurs	39 165	32 197
Dettes sur immobilisations	636	625
TOTAL	39 801	32 822

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

L'augmentation du solde des fournisseurs provient essentiellement de la hausse du prix des matières premières.

14.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 «Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats».

14.3 Endettement financier net

14.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	31 déc. 2022			31 déc. 2021		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts						
Emprunts obligataires	21 007	2 550	23 557	24 035	2 205	26 240
Emprunts bancaires	4 679	797	5 476	3 829	1 977	5 806
Titres négociables à court terme		7 386	7 386		4 962	4 962
Dettes de location	2 482	393	2 875	1 709	334	2 043
Autres emprunts ⁽¹⁾	(85)	768	682	885	613	1 498
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		615	615		499	499
TOTAL EMPRUNTS	28 083	12 508	40 591	30 458	10 590	41 048
Autres actifs financiers						
Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net ⁽²⁾	(249)	(1 133)	(1 383)	(251)	(1 369)	(1 621)
Trésorerie et équivalents de trésorerie						
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(15 570)	(15 570)		(13 890)	(13 890)
Instruments financiers dérivés						
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette ⁽³⁾	394	22	416	(147)	(41)	(187)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	28 228	(4 174)	24 054	30 060	(4 710)	25 350

(1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur pour -200 millions d'euros, les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés au passif pour 364 millions d'euros et l'impact du coût amorti pour 144 millions d'euros (contre respectivement 227, 269 et 99 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(2) Ce montant inclut notamment les actifs liés au financement pour 67 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 769 millions d'euros et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 547 millions d'euros (contre respectivement 47, 596 et 977 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(3) Il s'agit de la composante taux de la juste valeur des instruments dérivés rentrant dans une relation de couverture de juste valeur de la dette ; ainsi que des composantes change et intérêts courus non échus de la juste valeur de l'ensemble des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

La juste valeur des emprunts (hors dettes de location) s'élève au 31 décembre 2022 à 35 179 millions d'euros pour une valeur comptable de 37 690 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 10 «Résultat financier».

14.3.2 Réconciliation entre l'endettement financier net et les flux issus des activités de financement

		31 déc. 2021	Flux issus des activités de financement	Flux issus des activités opérationnelles et d'investissement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Ecart de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2022
Emprunts	Emprunts obligataires	26 240	(2 805)	-	-	218	(96)	23 557
	Emprunts bancaires	5 806	(639)	-	-	277	32	5 476
	Titres négociables à court terme	4 962	2 352	-	-	71	-	7 386
	Dettes de location ⁽¹⁾	2 043	(501)	-	-	38	1 295	2 875
	Autres emprunts	1 498	(359)	-	(105)	30	(381)	682
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	499	3	-	-	115	(3)	615
	TOTAL EMPRUNTS	41 048	(1 949)	-	(105)	749	848	40 591
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net	(1 621)	187	-	29	(1)	22	(1 383)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	(13 890)	-	(945)	-	(363)	(371)	(15 570)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	(187)	(97)	-	525	170	5	416
ENDETTEMENT FINANCIER NET		25 350	(1 859)	(945)	449	556	503	24 054

(1) Dettes de location : le montant de -501 millions d'euros dans la colonne « Flux issus des activités de financement » correspond aux paiements de la dette de location hors intérêts (le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location s'élève à 552 millions d'euros dont 51 millions d'euros d'intérêts).

14.3.3 Description des principaux événements de la période

14.3.3.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours de l'année 2022, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de 556 millions d'euros, dont 271 millions d'euros sur le dollar américain et 307 millions d'euros sur le real brésilien.

L'extension de la concession de la Compagnie Nationale du Rhône jusqu'en 2041 s'est traduite par une augmentation des dettes de location de 850 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Les variations de périmètre et autres (y compris effet cash des acquisitions et cessions) ont généré une diminution nette de 7 043 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 8 697 millions d'euros (cf. Note 4.1 « Cessions réalisées au cours de l'exercice 2022 »). Elles incluent principalement :
 - la cession au Groupe Bouygues de la participation du Groupe dans EQUANS ;
 - le complément de prix lié à la cession d'une partie de la participation dans la société SUEZ et la cession de la participation résiduelle de 1,8% dans la société SUEZ au Groupe VEOLIA ;
 - les deux cessions successives de près de 9% puis 6% de la participation du Groupe dans la société Gaztransport & Technigaz SA (GTT), et la conversion à hauteur de 96% de l'obligation échangeable GTT (représentant près de 10% du capital de la société) ;
 - les cessions des participations du Groupe dans les actifs géothermiques PT SUPREME ENERGY MUARA LABOH et RANTAU DEDAP en Indonésie.

- de l'évolution des actifs classés en tant qu'«Activités destinées à être cédées» qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 297 millions d'euros. Elles comprennent la cession en cours d'une centrale thermique au Brésil ainsi que l'évolution défavorable du projet de cession de certains actifs renouvelables au Mexique (cf. Note 4.2 «Actifs destinés à être cédés») ;
- des acquisitions réalisées sur l'exercice, qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de 1 951 millions d'euros (cf. Note 4.3 «Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2022»).

14.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2022 :

ENGIE SA

- les 9, 10 et 11 mars 2022, ENGIE SA a procédé à des tirages sur des lignes bilatérales pour un montant total de 1 485 millions d'euros, pour une durée d'un mois. Le remboursement a eu lieu le 11 avril 2022 ;
- le 6 juillet 2022, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire (placement privé) de 10 milliards de yens (71 millions d'euros), portant un coupon de 1,26% ;
- le 20 juillet 2022, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 410 millions d'euros, portant un coupon de 2,625% ;
- le 27 septembre 2022, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire verte de 650 millions d'euros, arrivant à échéance en septembre 2029, portant un coupon de 3,5% ;
- le 10 octobre 2022, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 750 millions de dollars américains (773 millions d'euros), portant un coupon de 2,875% ;
- le 18 octobre 2022, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 693 millions d'euros, portant un coupon de 3,5% ;
- le 24 octobre 2022, ENGIE SA a procédé au remboursement anticipé partiel de plusieurs emprunts obligataires pour un montant total de 1 125 millions d'euros, se décomposant en :
 - une tranche de 220 millions d'euros, emprunt obligataire vert, portant un coupon de 0,875%, et arrivant à échéance en mars 2024,
 - une tranche de 396 millions d'euros, portant un coupon de 1,375%, et arrivant à échéance en mars 2025,
 - une tranche de 157 millions d'euros, portant un coupon de 0,875%, et arrivant à échéance en septembre 2025,
 - une tranche de 54 millions d'euros, portant un coupon de 2,375%, et arrivant à échéance en mai 2026,
 - une tranche de 123 millions d'euros, portant un coupon de 0%, et arrivant à échéance en mars 2027,
 - une tranche de 175 millions d'euros, portant un coupon de 0,375%, et arrivant à échéance en juin 2027 ;
- en novembre et décembre 2022, l'emprunt obligataire échangeable en actions GTT a été converti à hauteur de 96% pour un montant de 278 millions d'euros.

Autres entités du Groupe

- en juin 2022, la Compagnie Nationale du Rhône a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire de 300 millions d'euros, portant un coupon de 0,55% ;
- en mai 2022, ENGIE Brasil Energia a remboursé à l'échéance trois emprunts bancaires pour un montant total de 238 millions d'euros ;

- au cours de l'année 2022, ENGIE Energia Chile a procédé au tirage de plusieurs emprunts bancaires pour un montant total de 797 millions de dollars américains (748 millions d'euros) ;
- en juillet 2022, ENGIE Energia Perù SA a procédé au remboursement à l'échéance de deux emprunts bancaires pour un montant de 142 millions d'euros, et portant un coupon de 1,01% et 1,06% ;
- en août 2022, ENGIE Energia Perù SA a procédé au tirage d'un emprunt bancaire pour un montant de 264 millions de dollars américains (251 millions d'euros), arrivant à échéance en août 2033 ;
- en octobre 2022, la Compagnie Nationale du Rhône a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire de 300 millions d'euros, portant un coupon EURIBOR 6 mois plus une marge de 0,9% ;
- au cours de l'année 2022, la Compagnie Nationale du Rhône a procédé au remboursement de plusieurs lignes de crédit pour un montant total de 525 millions d'euros ;
- en novembre 2022, ENGIE Brasil Energia a remboursé à l'échéance un emprunt bancaire de 200 millions de dollars américains (205 millions d'euros), portant un coupon de 3,37%.

14.4 Instruments financiers dérivés

Principes comptables

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de référence externe, une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré sera utilisée.

La variation de juste valeur des instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières (cf. Note 15 «Risques liés aux instruments financiers»).

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent les contrats de type *swaps*, *options*, *futures*, *swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites «normales» et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IFRS 9. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est conclu et maintenu en vue de la réception ou la livraison physique des matières premières, selon les besoins prévus par le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats similaires et que ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes

d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IFRS 9. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Dérivés incorporés

Au niveau du Groupe, les principaux contrats susceptibles de contenir des dérivés dits «incorporés» sont les contrats contenant des clauses ou options pouvant affecter le prix, le volume ou la maturité du contrat. Il s'agit en particulier des contrats d'achat ou de vente d'actifs non financiers dont le prix est susceptible d'être révisé en fonction d'un index, du cours d'une monnaie étrangère ou du prix d'un autre actif que celui sous-jacent au contrat.

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat hybride comprenant également un contrat hôte non dérivé, qui a pour effet de faire varier certains des flux de trésorerie de l'instrument composé d'une manière similaire à un dérivé autonome.

Lorsqu'un contrat hybride comporte un contrat hôte qui est un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le Groupe applique les principes de présentation et d'évaluation décrit au paragraphe 18.1. à l'intégralité du contrat hybride.

A l'inverse, lorsque le contrat hybride comporte un contrat hôte qui n'est pas un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le dérivé incorporé doit être séparé du contrat hôte et être comptabilisé en tant que dérivé si et seulement si :

- les caractéristiques économiques et les risques que présente le dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques que présente le contrat hôte ;
- un instrument autonome qui comporterait les mêmes conditions que le dérivé incorporé entrerait dans la définition d'un dérivé ; et
- le contrat hybride n'est pas évalué à la juste valeur avec comptabilisation des variations de la juste valeur en résultat net (c'est-à-dire qu'un dérivé qui est incorporé dans un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net n'est pas séparé).

Lorsqu'un dérivé incorporé à un contrat hôte est séparé, il est évalué dans l'état de la situation financière à la juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat (lorsque le dérivé incorporé n'est pas documenté dans une relation de couverture).

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de la situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de (i) couverture de juste valeur d'un actif ou passif, (ii) couverture de flux de trésorerie ou (iii) couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de la situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de la situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf si l'entité s'attend à ce que la transaction prévue ne se réalise pas : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

Instruments dérivés de couverture : identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein (i) du résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers et (ii) du résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de la situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois et en non courant pour les autres.

Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données de marché :

- la juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*) et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;
- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas, ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

Sauf cas d'accord de collatéralisation ou autres accords de compensation, le risque de contrepartie est incorporé dans la juste valeur des instruments dérivés actifs et passifs. Il est calculé selon la méthode dite des «pertes attendues» («*Expected loss*») et tient compte de l'exposition au risque de défaut, de la probabilité de défaut ainsi que du taux de perte en cas de défaut. La probabilité de défaut est déterminée sur la base des notations de crédit («*credit rating*») attribuées à chaque contrepartie (approche dite «des probabilités historiques»).

Compensation des actifs et passifs financiers dans l'état de la situation financière

Les actifs et passifs financiers font l'objet d'une présentation nette dans l'état de la situation financière lorsque les critères de compensation de la norme IAS 32 sont remplis. La compensation porte sur des instruments conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge). En particulier, la compensation des actifs et passifs dérivés relatifs à des matières premières est réalisée pour des transactions conclues avec une même contrepartie, dans la même devise, par type de matière première et point de livraison et ayant des maturités identiques.

Les instruments financiers dérivés à l'actif et au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2022						31 déc. 2021					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	226	92	319	620	114	735	370	130	501	224	89	313
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	30 932	15 076	46 008	37 210	11 698	48 907	24 474	19 190	43 664	22 335	22 507	44 842
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	1 975	84	2 059	1 587	47	1 634	772	52	824	1 670	106	1 775
TOTAL	33 134	15 252	48 386	39 417	11 859	51 276	25 616	19 373	44 989	24 228	22 702	46 931

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

La hausse du solde des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières est liée à la volatilité extrême des prix des matières premières intervenue en 2022. Ces dérivés ont pour échéance principalement 2023 et 2024. Cette juste valeur intègre par ailleurs les paramètres de marché au 31 décembre 2022, notamment la réserve «bid ask», dont la mise à jour a eu pour effet de refléter la plus grande volatilité des prix des matières premières ainsi que la diminution de la liquidité observée sur les marchés du gaz et de l'électricité en Europe au cours du deuxième semestre 2022. Sur les principaux marchés où le Groupe opère (Europe, États-Unis, Singapour), une variation de 10% à la hausse ou à la baisse de ces paramètres de marché (dont l'écart «bid ask») impacterait la juste valeur des dérivés concernés à hauteur de respectivement de -143 millions d'euros (hausse) et +143 millions d'euros (baisse).

14.4.1 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2022			31 déc. 2021				
		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière ⁽¹⁾	Autres accords de compensation ⁽²⁾	Montant net Total	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière ⁽¹⁾	Autres accords de compensation ⁽²⁾	Montant net Total
<i>En millions d'euros</i>									
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	72 322	46 008	(8 866)	37 142	75 043	43 664	(9 281)	34 383
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 378	2 378	(364)	2 014	1 325	1 325	(269)	1 056
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(75 221)	(48 907)	5 094	(43 813)	(76 220)	(44 842)	4 987	(39 855)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 369)	(2 369)	547	(1 822)	(2 089)	(2 089)	977	(1 111)

(1) Montant net présenté dans l'état de la situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32. Compte tenu de la volatilité extrême des prix des matières premières, cette compensation génère des effets importants dans l'état de la situation financière en 2022 et porte principalement sur des dérivés OTC conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge).

(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

14.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

14.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En millions d'euros	31 déc. 2022				31 déc. 2021			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)	5 658	4 225	-	1 433	7 276	5 556	-	1 720
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>	1 217	875	-	342	2 344	1 524	-	820
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>	278	-	-	278	483	227	-	256
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>	2 418	2 418	-	-	2 261	2 254	-	7
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>	1 745	933	-	813	2 189	1 552	-	637
Instruments financiers dérivés	48 386	138	44 730	3 518	44 989	177	41 606	3 206
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	319	-	319	-	501	-	501	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management ⁽¹⁾</i>	40 992	-	40 825	168	35 381	-	35 306	75
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading ⁽¹⁾</i>	5 016	138	1 528	3 350	8 284	177	4 975	3 131
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	2 059	-	2 059	-	824	-	824	-
TOTAL	54 044	4 363	44 730	4 951	52 266	5 734	41 606	4 926

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat. En raison des incertitudes géopolitiques, la juste valeur des contrats souscrits auprès des fournisseurs russes tient compte des aléas liés aux interruptions d'approvisionnement en gaz naturel.

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 14.4 « Instruments financiers dérivés ».

Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)

La variation des instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	821	7	256	637	1 721
Acquisitions	30	16	93	205	344
Cessions	(2)	(1)	(36)	(21)	(60)
Variations de juste valeur ⁽¹⁾	(499)	-	(15)	(8)	(521)
Variations de périmètre, change et divers	(8)	(23)	(20)	-	(51)
AU 31 DÉCEMBRE 2022	342	-	278	813	1 433

Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période

(4)

(1) Les variations de juste valeur comprennent la diminution de la valeur de la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour -474 millions d'euros (cf. Note 14.1.1.1 « Instruments de capitaux propres à la juste valeur »).

Instruments financiers dérivés

La variation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières afférents aux activités de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Net Actif/(Passif)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	(210)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	3 271
Dénouements	(1 336)
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	34
Juste valeur nette enregistrée en résultat	1 759
Gains/(pertes) <i>Day-One</i> différés	78
AU 31 DÉCEMBRE 2022	1 837

14.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2022				31 déc. 2021			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	3 679	-	3 679	-	4 255	-	4 255	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	31 500	17 093	14 407	-	36 875	24 262	12 613	-
Instruments financiers dérivés	51 276	-	49 595	1 681	46 931	-	43 515	3 415
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	735	-	735	-	313	-	313	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management ⁽¹⁾</i>	48 907	-	47 227	1 681	35 458	-	34 374	1 084
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading ⁽¹⁾</i>	-	-	-	-	9 384	-	7 053	2 331
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 634	-	1 634	-	1 775	-	1 775	-
TOTAL	86 455	17 093	67 682	1 681	88 061	24 262	60 383	3 415

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat. En raison des incertitudes géopolitiques, la juste valeur des contrats souscrits auprès des fournisseurs russes tient compte des aléas liés aux interruptions d'approvisionnement en gaz naturel.

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 14.4 «Instruments financiers dérivés».

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

NOTE 15 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 2 «Facteurs de risque» du Document D'enregistrement Universel.

15.1 Risques de marché

15.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ; et
- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz naturel, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO₂ et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

15.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergies, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2022 sont présentées dans le tableau ci-après. Compte tenu de l'augmentation et de la volatilité significatives des prix des matières premières intervenues sur les marchés, impactant plus particulièrement la zone européenne depuis plusieurs mois, les hypothèses de prix pour le gaz naturel et l'électricité en Europe ont été revues à la hausse pour 2022. Ces sensibilités ont été établies dans le contexte actuel d'incertitude.

Ces nouvelles hypothèses ne constituent pas une estimation des prix de marché futurs et ne sont par ailleurs pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des éléments couverts sous-jacents (contrats d'achat et de vente de matières premières), non comptabilisés en juste valeur.

Analyse de sensibilité ⁽¹⁾

En millions d'euros	Variations de prix	31 déc. 2022		31 déc. 2021	
		Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	-	81	19	159
Gaz naturel - Europe ⁽²⁾	-10 €/MWh	(700)	(1 237)	N/A	N/A
Gaz naturel - Europe ⁽²⁾	+10 €/MWh	700	1 237	246	588
Gaz naturel - Reste du monde ⁽²⁾	+3 €/MWh	29	206	52	35
Electricité - Europe ⁽²⁾	-20 €/MWh	(51)	245	N/A	N/A
Electricité - Europe ⁽²⁾	+20 €/MWh	51	(245)	(73)	(49)
Electricité - Reste du monde ⁽²⁾	+5 €/MWh	(122)	-	(37)	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	24	1	(134)	-
EUR/USD	+10%	36	(186)	16	83
EUR/GBP	+10%	(17)	(34)	(49)	(6)

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de portfolio management.

(2) En 2021, l'impact correspond à une sensibilité de +3€/MWh pour le gaz et +5€/MWh pour l'électricité. À noter que pour décembre 2022 et par rapport aux sensibilités présentées, des variations de prix plus extrêmes à la hausse comme à la baisse, bien que difficilement quantifiables, pourraient intervenir en fonction de l'évolution de la situation économique ou politique. Par exemple, un changement de prix à la hausse (à la baisse) de 50€/MWh pour le gaz naturel et 100€/MWh pour l'électricité impacterait les sensibilités de l'ordre de +9,7 milliards d'euros (-9,7 milliards d'euros) et -1 milliard d'euros (+0,9 milliard d'euros), respectivement sur le gaz naturel et l'électricité.

L'augmentation significative en 2022 des prix de marché des matières premières a contribué à des variations importantes de la juste valeur de nos instruments financiers, impactant le compte de résultat (cf. Note 8 «Charges opérationnelles») ainsi que les autres éléments du résultat global du Groupe (cf. «État du résultat global»).

15.1.1.2 Activités de trading

Le chiffre d'affaires des activités de trading s'élève à 4 499 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 1 011 millions d'euros en 2021).

Les activités de trading du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets et d'ENGIE Energy Management. Les missions de ces sociétés contrôlées à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs, (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques d'évolution des prix des énergies pour des clients internes et externes.
- au sein d'ENGIE SA au titre de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité et d'une partie de son portefeuille de contrats de ventes de gaz auprès des entités commercialisatrices en France et au Benelux et des centrales électriques en France et en Belgique.

Ces entités interviennent sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des instruments dérivés tel que les futures, les forwards, les swaps ou les options. Les expositions des activités de trading sur les marchés de l'énergie sont strictement encadrées par un suivi quotidien du respect de la limite de Value at Risk (VaR).

La quantification du risque de marché des activités de trading par la VaR fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La VaR représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La VaR ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un backtesting régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la VaR. Ce dispositif est complété par un scénario de stress tests, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La VaR présentée ci-après correspond aux VaR globales des entités ayant des activités de *trading* du Groupe. L'augmentation de la VaR reflète la hausse exceptionnelle et la volatilité significative des prix des marchés de matières premières intervenues en 2022.

Value at Risk

En millions d'euros	31 déc. 2022	2022 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2022 ⁽²⁾	Minimum 2022 ⁽²⁾	2021 moyenne ⁽¹⁾
Activités de trading	28	33	143	6	10

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2022.

Les limites de VaR sont fixées dans le cadre d'une gouvernance Groupe, qui a été renforcée au cours d'année pour tenir compte d'un contexte de marchés extrêmement volatils. Ces limites ont été revues à la hausse et tout dépassement a fait l'objet d'un signalement conformément au processus de contrôle des risques de marché dont les mesures mises en œuvre ont pu induire la clôture ou la réduction de certaines positions, la limitation de prise de nouvelles positions ou la révision de l'allocation du portefeuille.

Le suivi permanent des risques de marché et l'application stricte de ces mesures ont permis au Groupe de réaliser ses activités de trading de manière encadrée au cours de l'exercice. Au 31 décembre 2022, la VaR est revenue sous sa limite. La VaR moyenne de 2022, en hausse, est le reflet de conditions de marché extrêmes appliquées à des positions beaucoup plus faibles qu'en 2021.

15.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*), en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, pour réduire les risques sur matières premières liés principalement aux flux de trésorerie futurs de ventes et d'achats fermes ou anticipés de matières premières. Ces instruments peuvent être réglés en net ou par livraison physique.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, des décalages potentiels des dates de règlement et, dans un contexte de forte volatilité des prix de marché des matières premières, des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2022				31 déc. 2021			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	30 932	10 060	(37 210)	(11 698)	24 474	10 906	(22 335)	(13 123)
Couverture de flux de trésorerie	3 538	4 400	(2 483)	(4 140)	2 643	5 141	(1 533)	(3 796)
Autres instruments financiers dérivés	27 394	5 660	(34 726)	(7 558)	21 831	5 765	(20 802)	(9 327)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	5 016	-	-	-	8 284	-	(9 384)
TOTAL	30 932	15 076	(37 210)	(11 698)	24 474	19 190	(22 335)	(22 507)

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

15.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2022				31 déc. 2021			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	3 204	3 825	(1 825)	(3 149)	2 194	4 792	(1 044)	(2 971)
Electricité	114	324	(208)	(521)	195	171	(215)	(439)
Pétrole	219	248	(449)	(470)	246	176	(274)	(386)
Autres ⁽¹⁾	1	3	(1)	1	9	2	-	-
TOTAL	3 538	4 400	(2 483)	(4 140)	2 643	5 141	(1 533)	(3 796)

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières.

Montants notionnels (nets) ⁽¹⁾

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

	Unité	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022
Gaz naturel	GWh	158 983	68 913	19 053	(412)	6 002	-	252 539
Electricité	GWh	(7 447)	(3 226)	(835)	(465)	(457)	(649)	(13 079)
Produits pétroliers	Milliers de barils	(11 913)	(11 768)	-	-	-	-	(23 681)
Change	Millions d'euros	2	-	-	-	-	-	2
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	105	80	86	20	-	-	291

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

En millions d'euros	31 déc. 2022			31 déc. 2021		
	Juste valeur		Total	Nominal	Juste valeur	Nominal
	Actif	Passif		Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	7 939	(6 623)	1 315	39 983	2 455	15 590
TOTAL	7 939	(6 623)	1 315	39 983	2 455	15 590

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres ⁽¹⁾	Part inefficace comptabilisée en résultat ⁽¹⁾	Montant reclassé des capitaux propres en résultat ⁽¹⁾	Ligne du compte de résultat
								Résultat opérationnel courant
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	39 983	1 315		(1 747)	189	(3 003)	Résultat opérationnel courant
	Éléments couverts			(4 067)				

(1) Gains/(pertes).

L'inefficacité de couverture, dont le montant en 2022 est affecté par la volatilité extrême des prix des matières premières au cours de l'exercice et la décorrélation partielle des différents marchés notamment en Europe, est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2022 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures.

Maturité des instruments financiers dérivés de matières premières désignés comme couverture de flux de trésorerie

<i>En millions d'euros</i>	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Juste valeur des dérivés par date de maturité	503	645	224	(37)	(11)	(9)	1 315	2 455

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

<i>En millions d'euros</i>	Couverture de flux de trésorerie Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières
Au 31 DÉCEMBRE 2021	4 094
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	(1 770)
Montant recyclé des capitaux propres en résultat	(3 023)
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	-
Au 31 DÉCEMBRE 2022	(699)

15.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

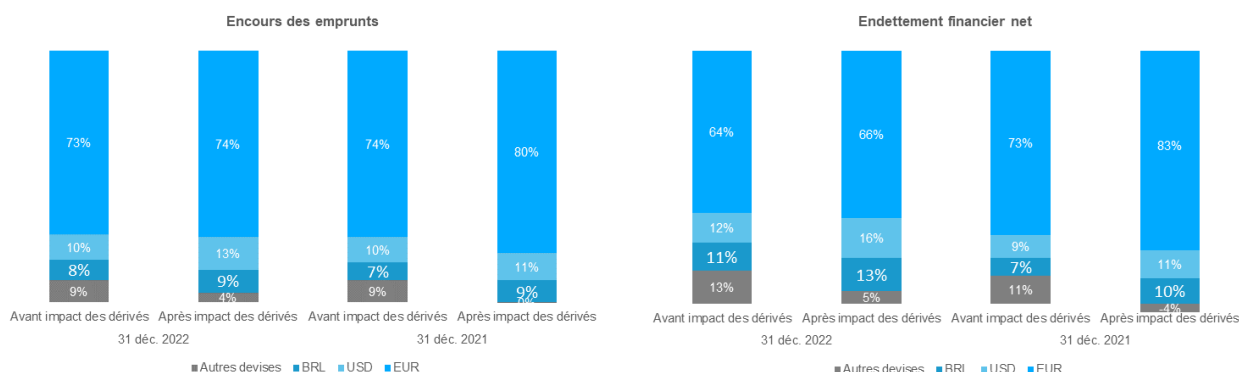
- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- les dérivés incorporés ; et
- les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IFRS 9 ou que le Groupe a décidé de ne pas qualifier de couverture.

15.1.3 Risque de change

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

15.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :



15.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat financier au risque de change (hors impact de conversion du résultat des entités étrangères) a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la trésorerie et présentant un risque de change (y compris les instruments financiers dérivés).

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

En millions d'euros	31 déc. 2022			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+10% ⁽¹⁾	-10% ⁽¹⁾	+10% ⁽¹⁾	-10% ⁽¹⁾
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière ⁽²⁾	(19)	19	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net ⁽³⁾	NA	NA	426	(426)

(1) +(-)10% : dépréciation (appréciation) de 10% de l'ensemble des devises face à l'euro.

(2) Hors dérivés qualifiés de couvertures d'investissement net.

(3) Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

15.1.4 Risque de taux d'intérêt

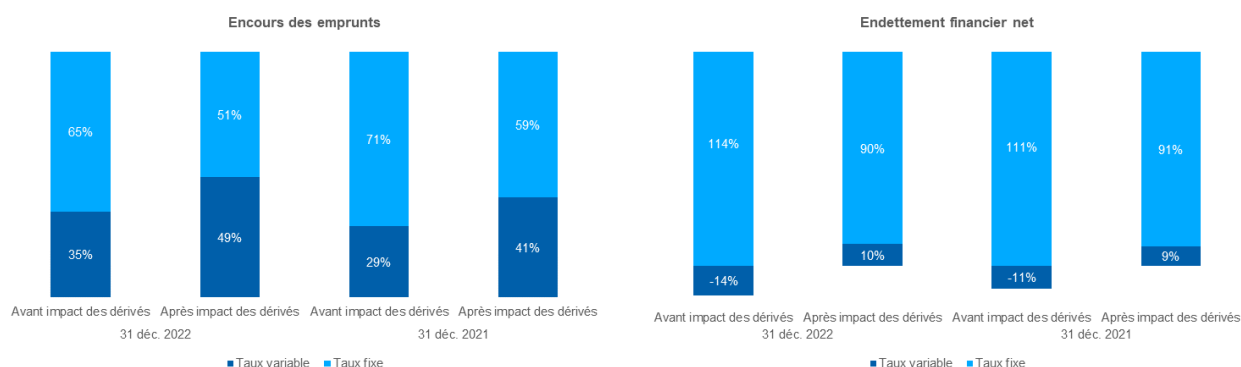
L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, la politique du Groupe est donc d'opérer un arbitrage entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable *cappé*») au niveau de la dette nette du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options sur taux.

Afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a un portefeuille de pré-couvertures de taux d'intérêt à terme sur les années 2027 et 2028, sur une maturité de 20 ans sur chacun des volumes initiés.

15.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :



15.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

En millions d'euros	31 déc. 2022			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(16)	16	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	(123)	135	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	198	(323)

15.1.5 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

15.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue trois sources de risque de change principales :

- **risque transactionnel lié aux opérations courantes**

Le risque transactionnel lié aux opérations courantes désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations de change sur l'activité et les opérations financières libellées dans une devise autre que la monnaie fonctionnelle.

La gestion du risque transactionnel lié aux opérations courantes est intégralement déléguée à toutes les filiales pour leurs activités, tandis que les risques liés aux activités centrales sont gérés au niveau du siège.

Les risques FX liés aux activités opérationnelles sont systématiquement couverts lorsque les flux financiers associés sont certains, avec un horizon de couverture correspondant au minimum à l'horizon du plan à moyen terme. Pour les flux de trésorerie qui ne sont pas certains, dans leur intégralité, la couverture est initialement basée

sur un volume «sans regrets». Les expositions sont suivies et gérées sur la base de la somme des flux de trésorerie nominaux en devises, y compris les montants hautement probables et les couvertures associées.

Pour les risques FX associés aux activités financières, toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes. Les expositions sont suivies sur la base de la somme nette des éléments FX inscrits au bilan.

- **risque transactionnel lié aux projets**

Le risque transactionnel lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX sur des opérations majeures particulières, telles que des projets d'investissements, des acquisitions, des cessions et des projets de restructurations, mettant en jeu plusieurs devises.

La gestion de ces risques FX comprend la définition et la mise en place de couvertures tenant compte de la probabilité de risque (y compris la probabilité de réalisation du projet) et de son évolution, ainsi que la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé. Le management a pour objectif de s'assurer de la viabilité et de la rentabilité des transactions.

- **risque translationnel**

Le risque translationnel désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX pour les entités consolidées dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro, et concerne la conversion de leurs résultats et de leurs actifs nets.

Le risque translationnel est géré de façon centralisée avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

La pertinence de la couverture de ce risque translationnel est évaluée régulièrement pour chaque devise (au minimum) ou ensemble d'actifs libellés dans la même devise, compte tenu notamment de la valeur des actifs et des coûts de couverture.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a recours essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de change :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré comprenant des opérations de change à terme, des *swaps* FX, des *swaps* de devises et opérations croisées de devises, des options FX classiques ou des combinaisons de ces instruments (*calls*, *puts* ou *collars*) ;
- des éléments monétaires : dette, trésorerie et emprunts.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, dans certains cas, le montant, des flux de trésorerie futurs en devises couverts.

15.1.5.2 Gestion du risque de taux

Le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt par ses activités de financement et d'investissement. Le risque de taux d'intérêt désigne un risque financier découlant des fluctuations des taux d'intérêt de référence, qui peuvent augmenter le coût de la dette et affecter la viabilité des investissements. Les taux d'intérêt de référence sont les taux d'intérêt du marché, tels que l'EURIBOR et le Libor US, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Réforme des taux interbancaires de référence

Dans le cadre de la réforme des taux d'intérêts de référence, le Groupe a référencé l'intégralité des nouveaux contrats de financements libellés en USD sur l'indice SOFR. Engie prévoit également d'aligner ses contrats dérivés sur ce même indice. Toutefois, la transition des contrats de financements et de dérivés existants indexés sur Libor US vers le SOFR s'effectuera d'ici juin 2023, date d'arrêt prévisionnelle de publication du Libor US.

Par ailleurs, aucun impact n'est attendu par le Groupe dans le cadre de cette transition.

Les deux principales sources de risque de taux d'intérêt sont les suivantes :

- **risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe**

Le risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe désigne l'impact financier des fluctuations des taux de référence sur la dette et le portefeuille de trésorerie découlant des activités de financement récurrentes. Ce risque est principalement géré de manière centralisée.

Les objectifs de la gestion des risques sont, par ordre d'importance :

- de protéger la viabilité à long terme des actifs ;
- d'optimiser les coûts de financement et d'assurer la compétitivité ; et
- de minimiser les incertitudes entourant le coût de la dette.

Le risque de taux d'intérêt est géré activement en suivant l'évolution des taux d'intérêt du marché et leur impact sur la dette brute et nette du Groupe.

- **risque de taux d'intérêt lié aux projets**

Le risque de taux d'intérêt lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations des taux de référence sur des opérations majeures particulières telles que des projets d'investissement, d'acquisition, de cession et de restructuration. Le risque de taux d'intérêt après la réalisation d'une opération est considéré comme lié aux opérations courantes (voir le paragraphe «Risque de taux d'intérêt» plus haut).

La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques a pour objectif de protéger la viabilité économique des projets, des acquisitions, des cessions et des restructurations contre les évolutions défavorables des taux d'intérêt. Pour ce faire, des couvertures peuvent être mises en place en fonction d'un certain nombre de facteurs, dont la probabilité de réalisation, la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a recours essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré permettant de gérer les taux d'intérêt de référence. Ces instruments comprennent :
 - des *swaps*, pour transformer la nature du paiement d'intérêts sur les dettes, généralement en les passant d'un taux fixe à un taux variable ou l'inverse, et
 - des options classiques sur taux d'intérêt ;
- des *caps*, des *floors* et des *collars* permettant de limiter l'impact des fluctuations des taux d'intérêt en fixant des planchers et plafonds pour les taux d'intérêt variables.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement de l'évolution de la qualité de crédit des contreparties et des charges liées, ainsi que des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

15.1.5.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture lorsque cela est possible et pertinent pour gérer le risque de change et le risque de taux d'intérêt, et gère également un portefeuille d'instruments dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette nette et de change.

Le Groupe a recours aux trois méthodes pour la comptabilité de couverture : couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net.

En règle générale, le Groupe redéfinit rarement les relations de couverture, ne désigne pas de composantes de risques spécifiques comme un élément couvert et ne désigne pas les expositions de crédit comme évaluées à la juste valeur par résultat.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les *swaps* de taux d'intérêt ou les opérations croisées de devises qui transforment la dette à taux fixe en dette à taux variable.

Les couvertures de flux de trésorerie sont principalement utilisées pour couvrir les flux de trésorerie futurs en devises, les dettes à taux variable et les besoins de refinancement futurs.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* FX et des contrats à terme.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2022				31 déc. 2021			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	226	92	(620)	(114)	370	130	(224)	(89)
<i>Couverture de juste valeur</i>	167	4	(394)	(38)	261	97	(24)	(35)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	30	5	(195)	(11)	36	1	(121)	(4)
<i>Dérivés non qualifiés de couverture</i>	30	84	(32)	(65)	73	33	(79)	(51)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 975	84	(1 587)	(47)	772	52	(1 670)	(50)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	509	41	(222)	(7)	110	9	(264)	-
<i>Couverture d'investissement net</i>	156	-	(1)	-	6	-	(20)	-
<i>Dérivés non qualifiés de couverture</i>	1 310	43	(1 364)	(40)	656	44	(1 385)	(51)
TOTAL	2 201	176	(2 208)	(161)	1 142	183	(1 894)	(140)

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants relatifs au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants de marché. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix ou à l'évolution des notations de crédit, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

Montant, échéances et incertitudes des flux de trésorerie futurs

Le tableau ci-après présente, au 31 décembre 2022, un profil des échéances des valeurs nominales des instruments de couverture.

En millions d'euros										
Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CCS	USD	(443)	(94)	(117)	(89)	(96)	-	(47)
			GBP	(1 804)	-	-	-	-	-	(1 804)
			HKD	(277)	-	-	-	-	(108)	(168)
			PEN	(239)	(40)	(19)	-	(61)	(62)	(57)
			Autres	(602)	(107)	(367)	(73)	-	-	(54)
Payeur	Fixe	CCS	EUR	2 568	-	216	75	-	98	2 179
			USD	279	47	23	-	72	72	66
	Variable	CCS	EUR	273	129	144	-	-	-	-
		CCS	BRL	392	93	114	90	95	-	-

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	
Payeur	Fixe	CAP	EUR	10	6	5	-	-	-	-	
			IRS	EUR	8 089	(1 205)	(480)	249	1 253	389	7 883
				USD	1 963	725	12	12	725	283	205
	Variable	SWAPTION	Autres	72	3	3	3	4	4	54	
			EUR	1 000	-	-	-	-	-	1 000	
			IRS	15 376	1 398	2 000	1 415	1 950	800	7 813	
			BRL	141	141	-	-	-	-	-	

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou «CCS»). Leurs dates de maturité sont alignées sur celles des éléments couverts.

La gestion des risques FX et taux d'intérêt conduit à une sensibilité FX détaillée dans la Note 15.1.3.2 «Analyse de sensibilité au risque de change» et à un coût moyen de la dette de 2,73%, présenté dans la Note 10 «Résultat financier».

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

Dérivés de change

En millions d'euros	31 déc. 2022			31 déc. 2021		
	Juste valeur		Nominal	Juste valeur	Nominal	
	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	28	(366)	(338)	3 139	(253)	3 201
Couverture d'investissement net	156	(1)	155	5 939	(14)	2 794
Dérivés non qualifiés de couverture	217	(94)	123	12 007	(39)	10 166
TOTAL	401	(461)	(60)	21 085	(306)	16 161

Dérivés de taux

En millions d'euros	31 déc. 2022			31 déc. 2021		
	Juste valeur		Nominal	Juste valeur	Nominal	
	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	171	(432)	(261)	5 148	299	4 203
Couverture de flux de trésorerie	552	(67)	485	5 260	17	2 110
Dérivés non qualifiés de couverture	1 247	(1 433)	(186)	25 885	(710)	18 933
TOTAL	1 970	(1 932)	38	36 293	(394)	25 246

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur (1)	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres (2)	Part inefficace comptabilisée en résultat (2)	Montant reclassé des capitaux propres en résultat (2)	Ligne du compte de résultat
Couverture de juste valeur	Instruments de couverture	5 148	(261)	(261)	(21)	7	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts (3) (4)	3 821	(200)	(576)	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	8 399	147	259	(446)	9	(507)	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			(253)				
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	5 939	155	194	82	NA	(25)	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			(194)				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de -200 millions d'euros, est présenté en emprunts à long terme et à court terme.

(2) Gains/(pertes).

(3) La différence entre la variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace relative aux instruments de couverture et celle relative aux éléments couverts correspond au coût amorti des dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur.

(4) Dont 57 millions d'euros liés à des éléments de couverture qui ont cessé d'être ajustés du fait de la déqualification de la relation de couverture de juste valeur.

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2022 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures. Pour les couvertures de juste valeur, le même principe s'applique aux éléments couverts.

Au 31 décembre 2022, aucun impact significatif en termes d'inefficacité ou de déqualification de certaines couvertures n'a été constaté à la clôture.

Maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Juste valeur des dérivés par date de maturité	43	13	18	12	42	19	147	(235)

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

	Couverture de flux de trésorerie			Couverture d'investissement net
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette - couverture du risque de change ^{(1) (3)}	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de taux d'intérêt ^{(1) (3)}	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de change ^{(2) (3)}	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de change ^{(2) (4)}
<i>En millions d'euros</i>				
AU 31 DÉCEMBRE 2021	45	(751)	27	(371)
Part efficace comptabilisée en capitaux	424		23	(82)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat	507		-	25
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	-	2	(15)	42
AU 31 DÉCEMBRE 2022	46	181	35	(386)

(1) Couverture de flux de trésorerie relatives à des périodes données.

(2) Couverture de flux de trésorerie relatives à des transactions données.

(3) Comprend -86 millions d'euros de réserves pour lesquelles la comptabilité de couverture a été abandonnée.

(4) L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies.

15.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaut de ses contreparties (clients, fournisseurs, entrepreneurs EPC (*engineering, procurement, construction*), partenaires, intermédiaires, banques). Un défaut peut affecter les paiements, la livraison des marchandises et/ou la performance des actifs.

Les principes de gestion du risque de contrepartie sont énoncés dans la politique de gestion du risque de contrepartie du Groupe, qui :

- attribue les rôles et les responsabilités pour gérer et contrôler le risque de contrepartie à différents niveaux (Corporate, GBU ou entité), et veille à la mise en place de procédures opérationnelles cohérentes dans l'ensemble du Groupe ;
- caractérise le risque de contrepartie et les mécanismes à travers lesquels il impacte la performance économique et les états financiers du Groupe ;
- définit des indicateurs, le *reporting* et les mécanismes de contrôle afin d'assurer une visibilité et de disposer des outils de gestion de la performance financière ; et
- élabore des lignes directrices sur l'utilisation de mécanismes d'atténuation tels que les garanties et les sûretés, qui sont largement utilisés par certaines activités ;

Selon la nature de l'activité, le Groupe est exposé à différents types de risque de contrepartie. Certaines activités ont recours à des instruments de garantie – notamment l'activité Energy Management, où l'utilisation d'appels de marge et autres types de sûretés financières (cadre juridique normalisé) est une pratique habituelle du marché ; par ailleurs, d'autres activités peuvent dans certains cas demander des garanties à leurs contreparties (garanties de la société mère, garanties bancaires, etc.).

Dans le cadre de la nouvelle norme IFRS 9, le Groupe a défini et appliqué une méthodologie à l'ensemble du Groupe, qui prévoit deux approches distinctes :

- une approche par portefeuille, dans laquelle le Groupe détermine que :
 - des portefeuilles et sous-portefeuilles de clients cohérents doivent être regroupés (portefeuilles avec risque de crédit comparable et/ou comportement comparable en matière de paiement), compte tenu des éléments suivants :

- contreparties publiques ou privées,
- contreparties domestiques ou BtoB,
- géographie,
- type d'activité,
- taille de la contrepartie, et
- tout autre élément que le Groupe pourrait considérer pertinent,
- les taux de dépréciation doivent être déterminés sur la base des antériorités historiques et, lorsqu'une corrélation est établie et une documentation possible, il faut ajuster ces données historiques avec des éléments prospectifs ; et
- une approche individualisée pour les contreparties importantes pour laquelle le Groupe a établi des règles définissant les phases du calcul de la perte de crédit attendue de l'actif concerné :
 - phase 1 : couvre les actifs financiers qui n'ont pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale. Les pertes de valeur attendues pour la phase 1 sont calculées sur les 12 mois suivants ;
 - phase 2 : couvre les actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative. Les pertes de valeur attendues pour la phase 2 sont calculées sur la durée de vie. La décision de faire passer un actif de la phase 1 à la phase 2 est fondée sur certains critères, tels que :
 - une dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie et/ou de sa société mère et/ou de son garant (le cas échéant),
 - une évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire,
 - une évolution du risque politique ou du risque pays, et
 - tout autre élément que le Groupe peut considérer pertinent.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 30 jours, l'affectation à la phase 2 n'est pas systématique tant que le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 30 jours, ceci ne constitue pas une augmentation significative du risque de crédit depuis la comptabilisation initiale.

- phase 3 : couvre les actifs pour lesquels un défaut a déjà été observée, tels que :
 - lorsqu'il existe des preuves de difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie,
 - lorsqu'il existe des preuves d'un défaut de soutien d'une société mère pour sa filiale (dans ce cas, la filiale est la contrepartie du Groupe), et
 - lorsque l'une des entités du Groupe a engagé une procédure judiciaire pour défaut de paiement à l'encontre de la contrepartie.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 90 jours, la présomption peut être réfutée si le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 90 jours, ceci n'indique pas un défaut de la contrepartie.

La formule des pertes de valeur attendues aux phases 1 et 2 est égale à : $EAD \times PD \times LGD$, où :

- pour les pertes de valeur attendues sur les 12 mois suivants, l'exposition en cas de risque de défaut (EAD) est égale à la valeur comptable de l'actif financier, à laquelle sont appliquées la probabilité de défaut (PD) appropriée et le taux de perte en cas de défaut (LGD) ;
- pour les pertes de valeur attendues sur la durée de vie, la méthode de calcul retenue consiste à identifier l'évolution de l'exposition pour chaque exercice, notamment le calendrier et le montant attendu des remboursements contractuels, puis d'appliquer à chaque remboursement la probabilité de défaut appropriée et le taux de perte en cas de défaut, et à actualiser le résultat obtenu. Les pertes de valeur attendues représentent la somme des résultats actualisés ; et
- probabilité de défaut : désigne la probabilité de défaut sur un horizon temporel donné (à la phase 1, cet horizon temporel est de 12 mois après la date de clôture ; à la phase 2, il couvre toute la durée de vie de l'actif financier). Ces informations sont basées sur des données externes émanant d'une agence de notation réputée. La probabilité

de défaut dépend de l'horizon temporel et de la notation de la contrepartie. Le Groupe utilise des notations externes lorsqu'elles sont disponibles. Les experts d'ENGIE en matière de risque de crédit définissent une notation interne pour les contreparties importantes qui n'ont pas de notation externe ;

Les taux de perte en cas de défaut sont basés notamment sur les référentiels de Bâle :

- 75% pour les actifs subordonnés ; et
- 45% pour les actifs standards.

Pour les actifs considérés comme ayant une importance stratégique pour la contrepartie, tels que les services publics ou les biens essentiels, le taux de perte en cas de défaillance est fixé à 30%.

Le Groupe a décidé de décomptabiliser les montants bruts et les pertes de valeur attendues correspondantes dans les situations suivantes :

- pour les actifs faisant l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : aucune décomptabilisation tant que la procédure est en cours ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : décomptabilisation lorsque la créance est échue depuis plus de 3 ans (5 ans pour les contreparties du secteur public).

Dans un contexte de détérioration de l'environnement économique mondial, de prix de l'énergie atteignant des niveaux historiquement élevés et d'une guerre en Ukraine qui perdure, le Groupe a maintenu tout au long de l'exercice le suivi des encaissements et a renforcé le suivi du risque de défaillance dans ses activités BtoB, BtoC et Energy Management.

Dans le cadre de ses activités marché (essentiellement sur les clients BtoB), le Groupe a pris en compte, dans l'évaluation de ses pertes de crédit attendues, des informations prospectives permettant de refléter au mieux la situation d'une série de secteurs économiques jugés comme étant les plus critiques. En particulier, un ajustement spécifique du taux de provisionnement des pertes de crédit attendues a été réalisé au 31 décembre 2022 sur certains clients des secteurs d'activités à forte consommation d'énergie, et donc particulièrement exposés à l'augmentation significative du prix des matières premières.

Par ailleurs, le risque de défaillance relatif aux activités de fournitures d'énergie BtoC du Groupe a été, jusqu'ici, relativement limité compte tenu de la mise en place, par certains pays, de mesures gouvernementales visant à limiter l'augmentation des prix (bouclier tarifaire, chèques énergie, plan d'étalement des paiements...) ainsi que par l'existence, dans le portefeuille du Groupe, de clients ayant encore un contrat dont le prix fixe a été conclu avant la crise.

15.2.1 Risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de compensation et appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux GBU la gestion de ces risques, alors que le Groupe continue à gérer de manière centralisée les expositions des contreparties les plus importantes.

La notation de crédit des grands et moyens clients pour qui les expositions au risque de crédit du Groupe dépassent un certain seuil sont basés sur un processus spécifique de *rating*, alors qu'un processus simplifié de *scoring* est utilisé pour les clients pour qui le Groupe a des expositions au risque de crédit plutôt faibles. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (notation de crédit, secteur d'activité...) selon des indicateurs standards (risque de paiement, exposition MtM).

Les grandes expositions de GEMS, sur des contreparties de trading et des grands clients commerciaux, font l'objet d'un suivi régulier par les organes de gouvernance Groupe.

15.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 6 084 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 14 438 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Approche individuelle

		31 déc. 2022							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	22 754	21 321	1 316	118	22 754	20 668	2 086	22 754
	Pertes de valeur attendues	(737)	(533)	(75)	(129)	(737)	(452)	(285)	(737)
TOTAL		22 017	20 787	1 241	(11)	22 017	20 216	1 801	22 017
Actifs de contrats	Brut	5 277	5 245	29	3	5 277	4 100	1 177	5 277
	Pertes de valeur attendues	(20)	(16)	-	(4)	(20)	(13)	(7)	(20)
TOTAL		5 256	5 229	29	(1)	5 256	4 087	1 169	5 256

		31 déc. 2021							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	15 997	15 023	830	144	15 997	14 063	1 933	15 997
	Pertes de valeur attendues	(377)	(237)	(23)	(116)	(377)	(174)	(203)	(377)
TOTAL		15 620	14 786	806	28	15 620	13 890	1 730	15 620
Actifs de contrats	Brut	3 366	3 327	37	3	3 366	2 434	933	3 366
	Pertes de valeur attendues	(12)	(10)	-	(2)	(12)	(8)	(4)	(12)
TOTAL		3 354	3 316	37	1	3 354	2 425	929	3 354

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

Approche collective

		31 déc. 2022				Total Actifs échus au 31 déc. 2022
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	4 459	300	101	272	673
	Pertes de valeur attendues	(1 151)	(19)	(47)	(172)	(238)
TOTAL		3 308	281	54	100	435
Actifs de contrats	Brut	7 370	8	-	1	10
	Pertes de valeur attendues	(27)	-	(8)	-	(8)
TOTAL		7 343	8	(8)	1	2

		31 déc. 2021				Total Actifs échus au 31 déc. 2021
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 529	544	152	267	964
	Pertes de valeur attendues	(971)	(21)	(21)	(221)	(263)
TOTAL		2 558	523	132	46	701
Actifs de contrats	Brut	5 042	584	5	16	604
	Pertes de valeur attendues	(4)	-	-	(1)	(1)
TOTAL		5 038	584	5	15	603

15.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie découle de la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie (CVA), qui est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés, se base sur des probabilités de défaut dont les paramètres ont été mis à jour, dans un contexte d'incertitude, pour tenir compte d'un risque accru de défaut de paiement.

L'extrême volatilité des prix des matières premières n'a pas significativement modifié l'exposition du Groupe en raison de la qualité de crédit de ses contreparties.

En millions d'euros	31 déc. 2022		31 déc. 2021	
	Investment Grade ⁽¹⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Total
Exposition brute ⁽²⁾	36 371	46 012	35 386	43 660
Exposition nette ⁽³⁾	12 434	16 124	15 796	19 089
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	77,1%		82,7%	

- (1) Sont incluses dans la colonne «Investment Grade» les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'«Investment Grade» est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties.
- (2) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).
- (3) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

15.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs structures financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition aux risques de contrepartie, le Groupe a renforcé son recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

Le contrôle des risques de contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *Middle Office* indépendant du Trésorier Groupe.

15.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 547 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 977 millions d'euros au 31 décembre 2021).

31 déc. 2022							
En millions d'euros	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Brut	6 596	274	720	7 591	3 490	4 101	7 591
Pertes de valeur	(99)	(38)	(1 154)	(1 291)	(158)	(1 133)	(1 291)
TOTAL	6 497	236	(434)	6 300	3 332	2 967	6 300

31 déc. 2021							
En millions d'euros	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Brut	4 643	302	26	4 971	1 906	3 065	4 971
Pertes de valeur	(76)	(36)	(113)	(226)	(147)	(79)	(226)
TOTAL	4 567	265	(87)	4 745	1 759	2 986	4 745

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

En 2022, le Groupe a déprécié le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 pour un montant total de 987 millions d'euros (y compris intérêts capitalisés).

15.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents de trésorerie et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque découle de la juste valeur positive. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

31 déc. 2022					31 déc. 2021			
En millions d'euros	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾
Exposition	15 738	92,3%	4,5%	3,2%	14 194	85,9%	8,2%	5,9%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's.

(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

Par ailleurs, au 31 décembre 2022, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 30% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

15.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché, qui sont un moyen d'atténuer, par le biais de sûretés, le risque de contrepartie sur les instruments de couverture.

Le Groupe a mis en place un comité hebdomadaire dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de

flux futurs en terme d'investissements et désinvestissements. ENGIE a mis en place un cadre complet pour surveiller et lisser les mouvements de trésorerie liés aux appels de marge sur les marchés de gré à gré ou via une chambre de compensation, en s'appuyant sur le recours à des swaps de liquidité avec ses principales contreparties, ainsi que sur l'émission de lettres de crédit. Compte tenu de la forte volatilité actuelle des marchés, ces appels de marge peuvent produire des effets temporels significatifs sur la position de trésorerie du Groupe, le recours aux deux leviers ci-dessus a donc été renforcé afin de maîtriser les impacts sur la trésorerie. Ce comité est complété par des *stress tests* trimestriels sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change ayant vocation à apprécier la résistance du Groupe en matière de liquidité.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long terme. La centralisation est assurée via des véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique. Obéissant aux mêmes principes que cette politique, ceux ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi, et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2022, 81% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

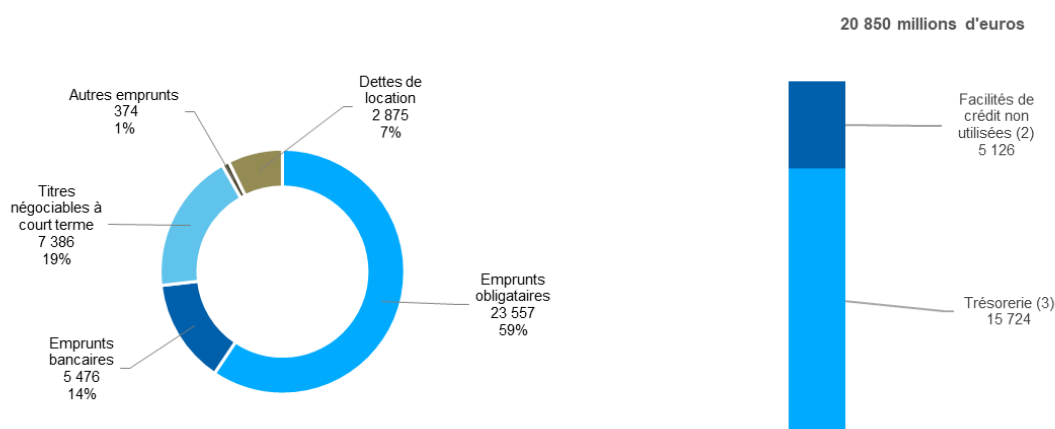
- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de titres négociables à court terme en France (*Negotiable European Commercial Paper*) et aux États-Unis (*U.S. Commercial Paper*) ainsi qu'à l'émission de titres super-subordonnés. Ces programmes d'émission de titres négociables à court terme sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées – essentiellement centralisées – permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir. Ces facilités sont compatibles avec la taille et les échéances auxquelles le Groupe doit faire face.

Les différentes actions menées par le Groupe permettent de garantir un niveau de liquidité élevé et renforcé.

Diversification des sources de financement et liquidité ⁽¹⁾

En millions d'euros



- (1) Ces sources de financements et de liquidité ne comprennent pas les titres super-subordonnés qui sont comptabilisés en capitaux propres (cf. Note 16.2.1 «Émission de titres super-subordonnés»).
- (2) Net des titres négociables à court terme.
- (3) Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie pour 15 570 millions d'euros, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net pour 769 millions d'euros, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie pour 615 millions d'euros, 78% placés en zone euro.

Au 31 décembre 2022, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place. Aucune des lignes de crédit disponibles centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

15.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières**Flux contractuels non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité**

En millions d'euros	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Emprunts obligataires	2 550	930	1 518	2 316	2 493	13 751	23 557	26 240
Emprunts bancaires	797	381	447	247	464	3 141	5 476	5 806
Titres négociables à court terme	7 386	-	-	-	-	-	7 386	4 962
Dettes de location	403	398	304	275	251	1 624	2 875	2 043
Autres emprunts	140	4	2	1	2	225	374	903
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	615	-	-	-	-	-	615	499

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à 1 an.

Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts	916	796	757	701	602	7 358	11 131	10 676

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières)

En millions d'euros	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Dérivés (hors matières premières)	(15)	(127)	(20)	(12)	(10)	423	239	126

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessous correspondent à des positions nettes.

Flux contractuels non actualisés relatifs aux contrats de location

Au 31 décembre 2022, le Groupe en tant que preneur est potentiellement exposé à des sorties de trésorerie futures non prises en compte lors de l'évaluation des passifs locatifs à hauteur de 1 407 millions d'euros (dont environ 72% sont relatifs à des engagements potentiels au-delà de 2027). Ce montant concerne des contrats de location qui n'ont pas encore pris effet (locations immobilières et de méthaniers).

De plus, le Groupe est également exposé à des sorties de trésorerie futures, sous la forme de paiements de loyers variables, dans le cadre de l'extension de la concession du Rhône. Ces loyers variables sont fonction des recettes résultant des ventes d'électricité.

Facilités de crédit confirmées non utilisées

<i>En millions d'euros</i>	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	1 339	854	5 670	-	4 004	644	12 511	11 961

Parmi ces programmes disponibles, 7 386 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.

Au 31 décembre 2022, aucune contrepartie ne représentait plus de 10% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

15.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non-actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management*. Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

<i>En millions d'euros</i>	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Instruments financiers dérivés passifs								
<i>afférents aux activités de portfolio</i>	(11 693)	(24 661)	(7 271)	(2 458)	(1 075)	(2 102)	(49 260)	(35 541)
<i>afférents aux activités de trading</i>	-	-	-	-	-	-	-	(9 365)
Instruments financiers dérivés actifs								
<i>afférents aux activités de portfolio</i>	10 035	18 122	7 860	4 323	432	202	40 975	35 368
<i>afférents aux activités de trading</i>	5 098	-	-	-	-	-	5 098	8 304
TOTAL	3 441	(6 538)	589	1 866	(644)	(1 900)	(3 187)	(1 234)

15.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IFRS 9. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des GBU Renouvelables et GEMS (exprimés en TWh).

<i>En TWh</i>	2023	2024-2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Achats fermes	(423)	(762)	(700)	(1 884)	(1 922)
Ventes fermes	435	552	256	1 243	1 421

NOTE 16 ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES

16.1 Informations sur les actions propres

	Nombre d'actions			Valeurs comptables <i>(en millions d'euros)</i>		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions
AU 31 DÉCEMBRE 2021	2 435 285 011	(15 083 149)	2 420 201 862	2 435	26 058	(199)
Dividende distribué en numéraire					(394)	
Offre Link 2022		13 079 518	13 079 518			171
Augmentation de capital Link	3 081 774		3 081 774	3	29	
Réduction de capital Link	(3 081 774)	3 081 774		(3)	(27)	40
Achat/vente d'actions propres		(19 054 771)	(19 054 771)			(245)
Attribution actions gratuites		3 446 201	3 446 201			43
Réévaluation						
AU 31 DÉCEMBRE 2022	2 435 285 011	(14 530 427)	2 420 754 584	2 435	25 667	(189)

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2022 résulte :

- du plan mondial d'actionnariat salarié dénommé «Link 2022». Au total, 16,2 millions d'actions ont été souscrites. Le 22 décembre 2022, l'opération s'est traduite, d'une part, par une cession de 13,1 millions d'actions aux salariés rachetés sur le marché lors du 4^e trimestre 2022 pour 171 millions d'euros et, d'autre part, par une augmentation de capital d'un montant de 32,4 millions d'euros. Ce dernier montant se répartit en une augmentation de 3,1 millions d'euros de capital et 29,3 millions d'euros de prime d'émission ;
- d'une réduction de capital de 40,4 millions d'euros par annulation de 3,1 millions d'actions en réduction du capital, 10,7 millions d'euros imputés sur les réserves et 26,6 millions d'euros imputés en prime d'émission ;
- des livraisons d'actions propres à hauteur de 3,4 millions d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions ; et
- du rachat sur le marché de 2,9 millions d'actions propres.

16.1.1 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions d'ENGIE SA

Le Groupe n'a plus depuis 2017 de plan d'option d'achat ou de souscription d'actions.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 19 «Paiements fondés sur des actions» sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

16.1.2 Actions propres

Principes comptables

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société ENGIE SA à la date de cette Assemblée Générale. Le montant total des

acquisitions net de frais ne pourra excéder 7,3 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 30 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2022, le Groupe détient 14,5 millions d'actions propres. À ce jour toutes les actions ont été affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 50 millions d'euros.

16.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 34 097 millions d'euros au 31 décembre 2022, dont 25 667 millions d'euros au titre des primes liées au capital. Les primes liées au capital intègre une partie du versement du dividende en numéraire au titre de l'exercice 2021 pour un montant de -394 millions d'euros.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société ENGIE SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt ainsi que la variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évaluée par les autres éléments du résultat global net d'impôt.

En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Le montant de la réserve légale de la société ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

16.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé en octobre 2022 au remboursement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 374 millions d'euros, se traduisant par :

- un rachat anticipé de 244 millions d'euros de titres super-subordonnés verts (PERP NC 04/2023, coupon 1,375%, code ISIN : FR0013310505) sur un montant nominal résiduel de 274 millions d'euros. A la suite de ce rachat, le Groupe, ayant remboursé plus de 80% de cette dette hybride, a réalisé un *squeeze-out* pour le solde, soit 30 millions d'euros, qui a été réglé le 5 décembre 2022 ;
- un rachat anticipé partiel de deux autres tranches de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 100 millions d'euros, soit :
 - 55 millions d'euros (PERP NC 06/2024, coupon 3,875%, code ISIN : FR0011942283) sur un montant nominal résiduel de titres super-subordonnés verts de 393 millions d'euros ;
 - 45 millions d'euros (PERP NC 07/2031, coupon 1,875%, code ISIN : FR00140046Y4) sur un montant nominal de 750 millions d'euros.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 – *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe.

Au 31 décembre 2022, l'encours des titres super-subordonnés, en valeur nominale, s'élève à 3 393 millions d'euros, contre 3 767 millions d'euros au 31 décembre 2021.

En 2022, le Groupe a versé 77 millions d'euros aux détenteurs de ces titres, soit 90 millions d'euros au titre des coupons, net de 13 millions d'indemnités de remboursement anticipé reçues. Ces montants sont comptabilisés en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

16.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 27 365 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 27 758 millions d'euros au 31 décembre 2021), dont 25 667 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

16.2.3 Dividendes

Il a été proposé à l'Assemblée Générale du Groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021 de verser un dividende unitaire de 0,85 euro par action soit un montant total de 2 060 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2021. Ce dividende unitaire a été majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2021 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2021. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2021, cette majoration s'élève à 22 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2022

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022 de verser un dividende unitaire de 1,40 euro par action soit un montant total de 3 389 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2022. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2022 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2022. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2022, cette majoration est évaluée à 40 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le mercredi 26 avril 2023, le dividende dont le coupon aura été détaché le vendredi 28 avril 2023, sera payé le mercredi 03 mai 2023. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2022, les états financiers à fin 2022 étant présentés avant affectation.

16.2.4 Autres opérations

Le 31 mars 2022, le Groupe a signé un accord de cession d'une participation de 49%, sans perte de contrôle, dans un portefeuille de 665 MW d'énergies renouvelables (éolien et solaire) aux États-Unis au groupe américain InfraRed Capital Partners. ENGIE continue à consolider ces actifs par intégration globale et à en assurer l'exploitation et la maintenance. Cette opération s'est traduite par un encaissement de 224 millions d'euros et une augmentation similaire des capitaux propres.

16.3 Gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2021, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Instruments de dette	(369)	9
Couverture d'investissement net ⁽¹⁾	(386)	(371)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières) ⁽¹⁾	218	(699)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) ⁽¹⁾	(318)	4 383
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(112)	(1 064)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt ⁽²⁾	300	(546)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	118
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ECARTS DE CONVERSION	(668)	1 831
Écarts de conversion	(1 422)	(2 136)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(2 090)	(306)

(1) Cf. Note 15 «Risques liés aux instruments financiers».

(2) Cf. Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

16.4 Gestion du capital

ENGIE SA cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier économique net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (cf. Note 16.1.2 «Actions propres»), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de crédit de niveau «*strong investment grade*» auprès des agences de notation. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash flows* opérationnels diminués du coût de la dette et des impôts dûs et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte de la partie non couverte des provisions nucléaires et pour pensions, ainsi que 50% des émissions hybrides (titres super subordonnés). Par ailleurs, le Groupe a défini une guidance portant sur son profil financier sur le ratio «dette nette économique divisée par l'EBITDA» inférieur ou égal à 4 fois.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 17 PROVISIONS

Principes comptables

Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration, soit en commençant à exécuter le plan, soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour remise en état de site et les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en «Autres produits et autres charges financiers»).

Évaluation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, au démantèlement des sites de production nucléaires et des infrastructures gazières en France, sont :

- les hypothèses de coûts (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) (cf. Note 17.2) ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de gestion du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (cf. Notes 17.2 et 17.3) ;
- le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

<i>En millions d'euros</i>	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle nucléaire et Démantèlement des installations nucléaires	Démantèlement des installations Hors nucléaires	Autres risques	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2021	7 000	15 119	1 172	2 169	25 459
Dotations	279	1 028	6	669	1 981
Reprises pour utilisation	(379)	(163)	(62)	(630)	(1 235)
Reprises pour excédent	(1)	-	-	(41)	(42)
Variation de périmètre	29	-	(3)	46	72
Effet de la désactualisation	89	454	28	5	576
Écarts de change	13	-	14	4	32
Autres	(2 558)	2 579	175	(13)	184
AU 31 DÉCEMBRE 2022	4 471	19 017	1 330	2 209	27 027
Non courant	4 393	18 594	1 329	346	24 663
Courant	78	423	1	1 863	2 365

L'effet de la désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur la dette actuarielle, nette des produits d'intérêts des actifs de couverture.

La ligne «Autres» se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2022 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ainsi que des provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de remise en état de site.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2022
Résultat des activités opérationnelles	(738)
Autres produits et charges financiers	(577)
TOTAL	(1 315)

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

17.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 18 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

17.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations liées à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des centrales nucléaires.

17.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003, partiellement abrogée et modifiée par la loi du 12 juillet 2022 attribuée à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion du combustible utilisé. Cette loi organise l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions.

Conformément à la loi, la CPN procède tous les trois ans, à un audit de l'application faite des méthodes de calcul utilisées pour la constitution des provisions nucléaires et de leur adéquation.

Dans ce contexte un dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 2 septembre 2022 par Synatom à la CPN qui a émis un ensemble de remarques le 16 décembre 2022 tendant à la confirmation des scénarios de référence, à l'ajout de coûts complémentaires et à l'ajustement des taux d'actualisation. Les provisions comptabilisées au 31 décembre 2022 prennent intégralement en compte les remarques et hypothèses retenues par la CPN.

Toutefois, contestant certaines remarques de la CPN du fait de leur caractère exagérément conservateur ou inadapté techniquement, le Groupe a remis le 14 février 2023, conformément à la loi, une nouvelle proposition adaptée expliquant les raisons pour lesquelles il considère qu'il ne peut leur être donné suite. La CPN rendra ensuite son avis définitif, le cas échéant, sous le contrôle juridictionnel de la Cour des marchés de Bruxelles.

Par ailleurs, dans la perspective d'une éventuelle prolongation des réacteurs nucléaires de Doel 4 et Tihange 3, le Groupe ENGIE est entré en discussion avec le gouvernement belge sur le plafonnement libératoire pour ENGIE des coûts de traitement des déchets nucléaires qui représentent environ 58% du total des provisions comptabilisées au 31 décembre 2022. Une lettre d'intention entre les parties a été signée le 22 juillet 2022, confirmée et enrichie par un accord de principes non engageant du 9 janvier 2023. Ces documents prévoient des accords de principes étendus pour le 15 mars et un accord engageant pour juin 2023. Dans l'hypothèse d'un accord effectif entre les parties, le différentiel entre le montant du plafonnement libératoire et le montant des provisions constatées au 31 décembre 2022 serait constitutif d'un passif à comptabiliser.

A défaut d'accord global à date, les provisions comptabilisées au 31 décembre 2022 ne tiennent pas compte d'éventuels engagements complémentaires ni réaménagement des passifs du Groupe qui pourraient résulter de ces discussions et restent établies sur la base du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 ainsi que Doel 1 et 2 et à 40 ans pour les autres unités.

Les provisions intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une nouvelle législation devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible usé. Des marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) et intégrées dans ses redevances. Le Groupe estime par ailleurs des marges appropriées pour chaque catégorie de coûts.

La prise en compte des remarques de la CPN et les obligations liées aux projets de dépôts de déchets nucléaires ont conduit à une revalorisation des passifs nucléaires dans les comptes consolidés du Groupe ENGIE de 3,3 milliards d'euros, au-delà de la charge nette annuelle récurrente de l'exercice, principalement induite par une diminution du taux d'actualisation de la provision pour gestion du combustible usé et une augmentation de certains coûts retenus pour l'évaluation de la provision pour le démantèlement des sites de production nucléaire.

Enfin, le montant des provisions ainsi comptabilisées sera également susceptible d'être revu en cas d'accord restant à signer avec le gouvernement belge.

La ventilation des provisions pour démantèlement entre Synatom et Electrabel est présentée ci-dessous :

<i>En millions d'euros</i>	Courant	Non-courant	31 déc. 2022
Provisions pour démantèlement des installations nucléaires Synatom	305	8 464	8 769
Provisions pour gestion de l'aval du cycle nucléaire - Synatom	118	8 970	9 088
Provisions pour démantèlement des installations nucléaires Electrabel	-	1 160	1 160
TOTAL	423	18 594	19 017

17.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Principes comptables

Le calcul des dotations aux provisions pour la gestion du combustible usé est effectué sur base d'un coût unitaire moyen, déterminé pour l'ensemble des quantités qui auront été utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales et appliqué aux quantités générées en date de clôture. Une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation des provisions, est également constituée.

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible utilisé fera l'objet d'un conditionnement, avant son évacuation en stockage à long terme.

L'hypothèse de stockage de long terme intégrée dans le scénario retenu par la CPN se base sur le dépôt en couche géologique profonde dans un site restant à identifier et qualifier en Belgique. Ce scénario n'est à ce jour pas confirmé par l'adoption d'un programme national conforme à l'article 12 de la directive 2011/70/EURATOM. La Commission européenne a, à ce titre, adressé le 27 novembre 2019 un avis motivé à la Belgique dans le cadre de la procédure de manquement de l'article 258 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Un arrêté royal du 28 octobre 2022 a depuis institué «la première partie de la Politique nationale en matière de gestion à long terme des déchets radioactifs de haute activité et/ou de longue durée de vie et précisant le processus d'institution par étapes des autres parties de cette Politique nationale». Cet arrêté royal confirme «le stockage en profondeur de ces déchets sur le territoire belge sur un ou plusieurs sites» comme «l'avant-projet de concept de gestion à long terme des déchets radioactifs visés à l'article 3, en attendant le résultat du processus décisionnel (...)». Il consacre également «la réversibilité de la Politique nationale, qui implique, après reconsidération, la possibilité de revenir sur une ou plusieurs parties de cette Politique». Il n'est ainsi pas possible de garantir que le stockage en profondeur des déchets de catégorie B – de faible ou moyenne activité à longue durée de vie issus du démantèlement – et C – de haute activité et/ou de longue durée de vie – restera la solution technique choisie par la Belgique.

Si cette hypothèse devait être remise en cause, les coûts de la gestion de l'aval du cycle pourraient devoir être ajustés. Le Groupe ENGIE a par ailleurs mis l'État belge en demeure de mettre fin à l'incertitude créée par cet état de fait et aux dommages causés par le report des différents projets nécessaires à la gestion des déchets nucléaires en Belgique et réserve ses droits à en demander le cas échéant réparation.

Compte tenu d'un ensemble d'évolutions du marché du combustible nucléaire, la société de provisionnement nucléaire a proposé et la CPN a confirmé que le scénario de retraitement partiel du combustible afin de permettre le traitement notamment du MOX historiquement utilisé dans les centrales belges, ne pouvait plus être le scénario de référence. Contrairement aux évaluations précédentes, le scénario de référence retenu n'intègre plus le coût d'un contrat de retraitement ni les marges pour aléas associées mais intègre une hypothèse d'évacuation directe du MOX en stockage en profondeur. Si les circonstances venaient à changer, le calcul des coûts pourrait être revu.

Les provisions pour la gestion du combustible utilisé constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario : entreposage sur site, transport, conditionnement, entreposage et évacuation géologique. Elles sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec ainsi que l'exploitation des installations existantes, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF. Les recommandations de cette dernière quant au coût de cette installation ont été intégralement prises en compte ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés en utilisant le tarif de redevances, établi par l'ONDRAF sur la base d'un coût total de l'installation d'évacuation de 12 milliards d'euros₂₀₁₉.
- l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ;
- le scénario de référence intègre le dernier scénario à jour de l'ONDRAF avec un début du stockage géologique autour de 2070 qui se clôturera vers 2135 ;
- le taux d'actualisation retenu par la CPN est de 3,0% (y compris inflation de 2,0%).

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Certaines recommandations de l'ONDRAF n'ayant pas encore pu être quantifiées feront l'objet d'une discussion au sein de la CPN qui formulera le cas échéant un avis complémentaire en 2023.

Sensibilité

Les provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire restent sensibles aux hypothèses de coûts, de calendrier des opérations et d'engagement des dépenses ainsi qu'au taux d'actualisation :

- sur base d'une analyse réalisée par les experts du Groupe ENGIE, certaines remarques de la CPN dans le cadre de la procédure de revue triennale décrite ci-dessus sont considérées comme non justifiées et ont fait l'objet d'un avis motivé envoyé à la CPN. L'impact de la prise en compte de cet avis (à taux d'actualisation de 3,0% comme recommandé par la CPN) représenterait une diminution des provisions de 0,5 milliard d'euros.
- l'entreprise conteste par ailleurs la baisse de 25 points de base par rapport au taux prévalant antérieurement et de 50 points de base par rapport à la proposition initiale de Synatom. Le maintien du taux connu depuis 2019 de 3,25% représenterait une diminution des provisions de 0,7 milliard d'euros. Ces différents éléments ont fait l'objet d'un avis motivé du Groupe ENGIE envoyé à la CPN le 14 février 2023, tel que prévu par la loi du 12 juillet 2022.
- une augmentation de 10% des redevances de l'ONDRAF au-delà du tarif de référence des redevances pour l'évacuation des déchets de catégorie C se traduirait, à montant de marges d'incertitudes inchangé, par une augmentation des provisions de l'ordre de 0,3 milliard d'euros.

17.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Principes comptables

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou remise en état de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations, et est compris dans le périmètre des actifs faisant l'objet de tests de valeur. Les ajustements de la provision consécutifs à une révision ultérieure (i) du montant estimé des engagements, (ii) de l'échéancier des dépenses du démantèlement ou (iii) du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou, sous certaines conditions, en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

La stratégie de démantèlement retenue repose sur un démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet (retour à un «*greenfield* industriel»), permettant un usage industriel futur du terrain.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations est fonction de l'unité concernée et du séquençage des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement ;
- le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire. Un dialogue sur les conditions de sûreté des phases de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement des centrales a été initié avec l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN). Les coûts

pourraient être amenés à évoluer en considération de l'issue de ces discussions et du projet détaillé de réalisation de ces phases en cours de définition ;

- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales. Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance ;
- les redevances pour la prise en charge des déchets du démantèlement de catégorie A – de faible ou moyenne activité et de courte durée de vie – et B – de faible ou moyenne activité et de longue durée de vie – sont déterminées en utilisant le tarif des redevances établi par l'ONDRAF et en incluant des marges préconisées par l'ONDRAF pour risques de reclassement de déchets compte tenu des incertitudes de définition des critères d'admission des déchets dans ces catégories ; les difficultés dans l'obtention des permis d'exploitation du centre de stockage des déchets de catégorie A ont conduit l'ONDRAF à revoir la définition de la solution technique de stockage dont une nouvelle évaluation a été établie en 2022 ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas, revues par l'ONDRAF et la CPN;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- le taux d'actualisation retenu par la CPN est de 2,5% (y compris inflation de 2,0%).

En outre, les passifs constitués au titre de l'évacuation de déchets opérationnels au niveau d'Electrabel intègrent la mise à jour tarifaire validée par le Conseil d'Administration de l'ONDRAF en mai 2022.

Enfin, le Groupe a également constitué, sur base des provisions des actifs belges se rapprochant le plus de ces centrales, des provisions destinées à couvrir les coûts relatifs à la phase de mise à l'arrêt définitif de ses droits de tirage dans Tricastin et Chooz B ainsi que pour la période de démantèlement qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site de Chooz B, conformément aux accords respectifs conclus avec EDF.

Sensibilité

- Sur base d'une analyse réalisée par les experts du Groupe ENGIE, certaines remarques de la CPN dans le cadre de la procédure de revue triennale décrite ci-dessus sont considérées comme non justifiées et ont fait l'objet d'un avis motivé envoyé à la CPN. L'impact de la prise en compte de cet avis, à taux d'actualisation de 2,50% comme recommandé par la CPN, représenterait une diminution des provisions de 0,6 milliard d'euros.
- Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 85 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

17.2.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlements des installations et de gestion des matières fissiles irradiées

17.2.4.1 Principes, objectifs et gouvernance

Comme indiqué au point précédent, la loi belge du 12 juillet 2022, abrogeant partiellement et modifiant la loi du 11 avril 2003, attribuée à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion du combustible usé. En application de la loi du 11 avril 2003, Synatom pouvait prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans le respect de certains critères en matière de qualité de crédit.

Conformément à la loi du 12 juillet 2022, le montant des prêts en cours entre Synatom et les exploitants nucléaires représentant la contre-valeur des provisions pour la gestion du combustible usé, sera remboursé d'ici le 31 décembre 2025 à Synatom selon un échéancier prévu dans la loi. Le montant des prêts en cours entre Synatom et Electrabel

représentant la contre-valeur des provisions pour le démantèlement sera remboursé d'ici le 31 décembre 2030 à Synatom selon un échéancier prévu dans la loi.

La partie des provisions ne faisant pas l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est placée par Synatom soit dans des actifs financiers extérieurs aux exploitants nucléaires, soit dans des prêts à des personnes morales répondant aux critères de «qualité de crédit» imposés par la loi.

Au cours de l'exercice 2022, Synatom a, en conséquence, investi près de 1,9 milliard d'euros dans de tels actifs.

L'objectif poursuivi par Synatom en termes d'investissement dans ces actifs est d'offrir, à long terme, un rendement suffisant, pour un niveau de risque acceptable, afin de couvrir les coûts liés au démantèlement et à la gestion des matières fissiles irradiées, sous les contraintes de diversification, de minimisation du risque et de disponibilité comme définies par la loi du 12 juillet 2022.

Il incombe au Conseil d'Administration de Synatom et à son Comité d'investissement de définir la politique d'investissement de Synatom après avis de la CPN conformément à la loi du 12 juillet 2022. En s'appuyant sur une politique de contrôle des risques rigoureuse, le Comité d'investissement supervise les décisions d'investissement dont le pilotage est confié à une équipe dirigée par un Directeur des investissements.

17.2.4.2 Allocation stratégique et composition des actifs financiers

L'allocation stratégique des actifs financiers est déterminée sur base d'une analyse actif-passif périodique, qui consiste à déterminer les classes d'actifs et leur poids respectifs afin d'atteindre l'objectif de rendement tout en respectant le cadre de risque identifié pour chaque type de passif.

Cette allocation se décline de façon différente en fonction des types de passifs et compte tenu de leur différence en termes d'horizon de placement et de taux d'actualisation. Des profils de risques distincts sont considérés pour :

- les actifs en regard des provisions relatives au démantèlement des centrales nucléaires ;
- les actifs en regard des provisions relatives à la gestion du combustible usé.

L'allocation cible des actifs de couverture en fonction des deux profils de risques précités est la suivante :

In %	Gestion des matières fissiles irradiées	Démantèlement
Actions	40%	35%
Obligations	40%	55%
Actifs non cotés	20%	10%
TOTAL	100%	100%

Les actions cotées sont composées de titres internationaux. Les obligations cotées sont composées d'obligations souveraines internationales et d'obligations d'entreprises internationales. Les actifs non cotés sont composés de titres représentatifs de fonds ou de structures d'investissement en immobilier, en private equity, en infrastructure ou en dette privée. Les investissements sont gérés par des sociétés spécialisées en gestion d'actifs.

Synatom considère que l'inclusion de principes Environnementaux, Sociétaux et de Gouvernance (ESG) dans les décisions d'investissement permet une meilleure gestion des risques non-financiers en vue de générer un rendement durable à long terme. L'intégration de principes ESG implique une prise en compte plus large des risques et des opportunités qui peuvent influencer la performance financière. Le processus de sélection de gestionnaires extérieurs intègre également des principes ESG.

Synatom dispose pour mettre en oeuvre cette politique d'investissement, d'une Société d'Investissement à Capital Variable de droit luxembourgeois, Nuclear Investment Fund («NIF») et d'une Société d'Investissement à Capital Variable de droit belge, le Belgian Nuclear Liabilities Fund («BNLF»).

17.2.4.3 Evolution des actifs financiers sur l'exercice 2022

La valeur des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires s'élève au 31 décembre 2022 à 6 626 millions d'euros et leur rendement s'établit à -13,56% sur l'exercice. L'année 2022 a été marquée par des événements sans précédents qui ont fortement augmenté la volatilité des marchés actions et obligataires mondiaux. Les pressions inflationnistes qui ont suivi la crise Covid ont poussé les différentes banques centrales à une série de hausse de taux d'intérêts. Les publications des données macroéconomiques mitigées ainsi que la guerre en Ukraine ont particulièrement impacté les marchés des actions particulièrement en Europe. Toutes les classes d'actifs, excepté le monétaire, ont eu des performances négatives en 2022.

17.2.4.4 Valorisation des actifs financiers sur l'exercice 2022

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie sont présentés ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	5	8
Prêt à Sibelga	5	8
Autres prêts et créances au coût amorti	2 270	167
Instruments de dette – trésorerie OPCVM	2 270	167
Total des prêts et créances au coût amorti	2 276	175
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	863	1 509
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	24	11
Instruments de capitaux propres à la juste valeur	887	1 520
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	2 418	2 254
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	933	1 552
Instruments de dette à la juste valeur	3 350	3 806
Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	4 237	5 326
Instruments financiers dérivés	113	4
TOTAL ⁽¹⁾	6 626	5 505

(1) N'inclut pas les stocks d'uranium qui s'élèvent à 308 millions d'euros au 31 décembre 2022, contre 414 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie des OPCVM en attente de placement sont présentés dans l'état de la situation financière en tant que «Prêts et créances au coût amorti». Les obligations OPCVM et instruments de couverture associés détenus par Synatom au travers d'OPCVM sont présentés en instruments de capitaux propres ou en instruments de dette (cf. Note 14.1 «Actifs financiers»).

Le détail de la variation de la juste valeur cumulée des actifs de Synatom est présenté comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Variation cumulée de la juste valeur des actifs financiers dédiés	
	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	(157)	116
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	(282)	51
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	(52)	154
TOTAL	(491)	321

Le résultat de l'exercice généré par ces actifs dédiés s'élève à -210 millions d'euros en 2022 (228 millions d'euros en 2021).

<i>En millions d'euros</i>	Effets sur le résultat du rendement des actifs financiers dédiés	
	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Résultat de cession	14	50
Dividendes reçus	66	45
Intérêts reçus	7	7
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(15)	(115)
Variation de juste valeur des actifs dédiés par résultat	(282)	241
TOTAL	(210)	228

17.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

17.3.1 Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment des centrales classiques, des canalisations de transport, des conduites de distribution, des sites de stockage ou encore des terminaux méthaniers, doivent être démantelées ou a minima mises en sécurité. Ces obligations peuvent résulter de réglementations environnementales en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe. L'enjeu le plus important pour le Groupe concerne les infrastructures gazières en France.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en favorisant les énergies renouvelables ou dites vertes, notamment le biométhane et l'hydrogène. Les différents scénarios qui permettent d'atteindre cette neutralité carbone, notamment le Scénario National Bas Carbone en France, les scénarios ADEME, ou «l'étude prospective Futurs énergétiques» de RTE, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, conduisent tous à une baisse significative des quantités de gaz consommées, tout en maintenant un nombre élevé de connections gaz pour la gestion de la pointe électrique. Le Groupe analyse de près cette perspective, notamment dans le cadre de la définition de sa stratégie ainsi que pour l'appréciation de la durée d'utilisation des actifs et l'évaluation des provisions pour leur démantèlement éventuel.

La future Stratégie Française sur l'Énergie et le Climat (SFEC) constituera la feuille de route actualisée de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et assurer l'adaptation de la France aux impacts du changement climatique. Elle sera constituée de la première loi de programmation quinquennale sur l'énergie et le climat (LPEC), qui doit être adoptée avant la fin du premier semestre 2023 et déclinée par la *Stratégie nationale bas-carbone* (SNBC 3e édition), le *Plan National d'Adaptation au Changement Climatique* (PNACC 3e édition) et la *Programmation pluriannuelle de l'énergie* (PPE 2024-2033), qui doivent être adoptés au 1^{er} semestre 2024. La prochaine révision quinquennale de la PPE et de la SNBC sera ainsi pour la première fois précédée de l'adoption d'une loi de programmation sur l'énergie et le climat, qui fixera les priorités d'action de la politique climatique et énergétique française.

En conformité avec l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050, le scénario de long terme retenu par le Groupe, et qui préside à la mise en œuvre de sa stratégie, est un scénario qui combine électrification raisonnable, soit un peu moins de 50% de la demande finale en 2050, et développement d'une palette diversifiée de gaz verts (biométhane, e-CH₄ synthétisé, gaz naturel avec *Carbon-Capture and Storage*, hydrogène pur). Le scénario du Groupe est proche du scénario S3 de l'ADEME.

Du fait de l'importance des gaz verts dans le mix énergétique français envisagé à horizon 2050 et au-delà, les infrastructures gazières resteront très largement nécessaires et seront indispensables pour fournir de la flexibilité au système énergétique. L'adaptation et la reconversion de ces infrastructures aux gaz verts permettent d'envisager leur utilisation à un horizon très lointain, ce qui conduit à une valeur actuelle quasi nulle des provisions pour leur démantèlement, hors cas spécifiques des terminaux méthaniers et des sites de stockage en exploitation réduite et non régulés, pour lesquels les provisions constituées pour leur démantèlement s'élèvent à 382 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 402 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Compte tenu de son horizon et des nombreux paramètres qui le sous-tendent (notamment évolutions des connaissances sur la compatibilité à l'hydrogène des infrastructures gazières, évolutions des politiques publiques françaises et européenne), le Groupe continuera à procéder à une appréciation régulière du scénario de long terme qui permettra d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Cette appréciation s'accompagne d'une revue de l'évaluation des provisions pour démantèlement.

17.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et son partenaire Mitsui ont annoncé en novembre 2016 la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood, et l'arrêt des opérations d'extraction de charbon dans la mine attenante à partir de fin mars 2017. Le Groupe détient une

participation de 72% dans cette ancienne centrale de 1 600 MW avec mine de charbon attenante, consolidée en tant qu'activité conjointe.

Au 31 décembre 2022, la provision en part Groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 220 millions d'euros contre 251 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017 et se sont concentrés sur : la gestion de la contamination du site ; la planification de l'assainissement de son environnement ; la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, comprenant la démolition de l'ancienne centrale, le pompage aquatique continu, ainsi que des travaux de terrassement dans la mine, visant à garantir une stabilité du terrain et des parois, en vue de la création d'un lac de mine sur le long terme.

Plusieurs lois et politiques qui ont une incidence directe ou indirecte sur la réhabilitation de la mine et sur les agences qui administrent les lois ont été reformées récemment. Par conséquent, les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

Le taux moyen d'actualisation retenu pour déterminer le montant de la provision s'élève à 4%.

Le montant de la provision comptabilisée représente la meilleure estimation à date du Groupe concernant les coûts de destruction et de réhabilitation qui devront être encourus par la société Hazelwood. Cependant, le montant de cette provision pourrait être ajusté dans le futur afin de tenir compte d'éventuelles évolutions concernant les paramètres clés de l'évaluation.

17.4 Autres risques

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux et des réclamations et risques fiscaux (hors impôts sur les sociétés, en application d'IFRIC 23), ainsi que les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de transport et de réservation de capacité de stockage.

NOTE 18 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

Principes comptables

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant des engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en «Autres actifs» courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels sont comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode. Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

18.1 Description des principaux régimes de retraite

18.1.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France

Depuis le 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale et du budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 («droits spécifiques passés») ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution («droits spécifiques passés régulés») est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1^{er} janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2022, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,6 milliards d'euros.

La durée de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 20 ans.

18.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Laborelec, et partiellement ENGIE Energy Management et ENGIE CC.

Ces conventions, applicables au personnel «barémisé» engagé avant le 1^{er} juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1^{er} mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 23% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2022. La durée moyenne de ces régimes est de neuf années.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1^{er} juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1^{er} mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. Avant le 1^{er} janvier 2017, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2016, et d'application au 1^{er} janvier 2017, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2022, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée en 2022 et en 2021 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 38 millions d'euros.

18.1.3 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France, Belgique et Pays-Bas concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1^{er} juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : ENGIE Brasil Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

18.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

18.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs)

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

- avantages postérieurs à l'emploi :
 - l'avantage en nature énergie ;
 - les indemnités de fin de carrière ;
 - les congés exceptionnels de fin de carrière ;
 - les indemnités de capital décès ;
- avantages à long terme :
 - les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles ;
 - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
 - les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé «tarif agent».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents d'ENGIE résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie incluant, en 2022, les effets du bouclier tarifaire pour l'électricité et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 2,8 milliards d'euros au 31 décembre 2022. La durée de l'engagement est de 20 ans.

18.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

18.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'«allocation transitoire» (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

18.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

18.3 Plans à prestations définies

18.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de la situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour les régimes de retraite, avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, actifs de régime, et droits à remboursement comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivantes :

NOTE 18 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

<i>En millions d'euros</i>	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
AU 31 DÉCEMBRE 2021	(6 999)	72	229
Différence de change	(22)	(2)	-
Variations de périmètre et autres	109	(94)	(29)
Pertes et gains actuariels	2 466	308	-
Charge de l'exercice	(331)	(23)	2
Cotisations/prestations payées	306	55	6
AU 31 DÉCEMBRE 2022	(4 471)	316	208

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de la situation financière au sein des lignes «Autres actifs» non courants et courants.

La charge de l'exercice s'élève à 354 millions d'euros en 2022 (547 millions d'euros en 2021). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 18.3.3 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone euro représente 98% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2022 (contre 98% au 31 décembre 2021).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 1 400 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 4 232 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'état du résultat global représentent un gain actuariel de 2 774 millions d'euros en 2022 (contre un gain actuariel de 1 803 millions d'euros en 2021).

18.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du Groupe ENGIE, leur évolution au cours des exercices concernés ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivants :

En millions d'euros	31 déc. 2022				31 déc. 2021			
	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE								
Dettes actuarielles début de période	(7 566)	(4 649)	(499)	(12 715)	(9 186)	(5 167)	(565)	(14 919)
Coût des services rendus de la période	(229)	(97)	(45)	(372)	(353)	(88)	(80)	(521)
Charge d'intérêts sur la dette	(124)	(60)	(6)	(190)	(85)	(39)	(3)	(126)
Cotisations versées	(8)	-	-	(8)	(13)	-	-	(13)
Modification de régime	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)
Variations de périmètre	10	2	-	12	1 108	4	58	1 170
Réductions / cessations de régimes	(87)	-	-	(87)	13	1	-	13
Pertes et gains actuariels financiers	2 118	1 390	81	3 590	869	533	32	1 434
Pertes et gains actuariels démographiques	8	(4)	34	39	(230)	2	11	(217)
Prestations payées	346	110	39	495	389	107	47	543
Autres (dont écarts de conversion)	(33)	-	(1)	(34)	(78)	-	(1)	(78)
Dettes actuarielles fin de période	A (5 565)	(3 308)	(395)	(9 268)	(7 566)	(4 649)	(499)	(12 715)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	5 843	-	-	5 843	6 034	-	-	6 034
Produit d'intérêts des actifs de couverture	97	-	-	97	58	-	-	58
Pertes et gains actuariels financiers	(739)	-	-	(739)	629	-	-	629
Cotisations perçues	133	-	-	133	198	-	-	198
Variations de périmètre	3	-	-	3	(862)	-	-	(862)
Cessations de régimes	81	-	-	81	(11)	-	-	(11)
Prestations payées	(260)	-	-	(260)	(283)	-	-	(283)
Autres (dont écarts de conversion)	22	-	-	22	81	-	-	81
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 5 181	-	-	5 181	5 843	-	-	5 843
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+B (384)	(3 308)	(395)	(4 087)	(1 723)	(4 649)	(499)	(6 872)
Plafonnement d'actifs	(68)	-	-	(68)	(55)	-	-	(55)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	(452)	(3 308)	(395)	(4 155)	(1 779)	(4 649)	(499)	(6 927)
TOTAL PASSIF	(768)	(3 308)	(395)	(4 471)	(1 850)	(4 649)	(499)	(6 999)
TOTAL ACTIF	316	-	-	316	72	-	-	72

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.

(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

18.3.3 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2022 et 2021 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Coûts des services rendus de la période	372	521
Pertes et gains actuariels ⁽¹⁾	(116)	(43)
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	6	-
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	261	479
Charge d'intérêts nette	93	68
Total comptabilisé en résultat financier	93	68
TOTAL	354	547

(1) Sur avantages à long terme.

18.3.4 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme au moins égal au taux d'actualisation ou, le cas échéant, aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les stratégies d'investissement sont déterminées par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis via une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(3 886)	3 391	(63)	(558)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 360)	1 788	(4)	424
Plans non financés	(4 021)	-	-	(4 021)
AU 31 DÉCEMBRE 2022	(9 267)	5 180	(68)	(4 156)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 891)	4 671	(50)	(1 271)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 116)	1 172	(5)	51
Plans non financés	(5 708)	-	-	(5 708)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	(12 715)	5 843	(55)	(6 927)

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Actions	27	29
Obligations souveraines	25	21
Obligations privées	35	27
Actifs monétaires	4	3
Actifs immobiliers	2	2
Autres actifs	8	18
TOTAL	100	100

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2022.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à -12,2% en 2022.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2022 s'est élevé à environ 2,6% en assurance de groupe et à environ -14,2% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

En %	Europe	Amérique du Nord	Amérique Latine	Asie - Océanie	Reste du monde	Total
Actions	53	33	-	12	2	100
Obligations souveraines	76	1	19	-	3	100
Obligations privées	61	29	1	6	3	100
Actifs monétaires	85	4	3	1	7	100
Actifs immobiliers	92	2	6	-	1	100
Autres actifs	13	-	-	-	87	100

18.3.5 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

		Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Taux d'actualisation	Zone euro	3,8%	1,2%	3,8%	1,2%	3,8%	1,2%	3,8%	1,2%
	Zone UK	2,1%	1,6%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	4,2%	1,8%	4,2%	1,8%	4,2%	1,8%	4,2%	1,8%
	Zone UK	3,9%	3,6%	-	-	-	-	-	-

18.3.5.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la durée de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 13%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 12%.

18.3.6 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2023 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2023, des cotisations de l'ordre de 172 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 122 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

18.4 Plans à cotisations définies

En 2022, le Groupe a comptabilisé une charge de 91 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe dont 9 millions concernant les régimes multi-employeurs aux Pays-Bas, (contre 196 millions d'euros en

2021 dont 74 millions pour les régimes multi-employeurs aux Pays-Bas). Ces cotisations sont présentées en «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 19 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

Principes comptables

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance marché du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

En millions d'euros	Charge de la période	
	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Offres réservées aux salariés ⁽¹⁾	(49)	(1)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance ^{(2) (3)}	(40)	(47)
Plans d'autres sociétés du Groupe	(3)	-
TOTAL	(92)	(48)

(1) Y compris *Share Appreciation Rights* émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

(2) Dont une charge complémentaire à la suite de la revue des conditions de performance d'un montant de 4,2 millions d'euros en 2022 (reprise de 0,3 million d'euros en 2021).

(3) Dont une reprise pour non atteinte de conditions de présence d'un montant de 9,8 millions d'euros en 2022 (4 millions d'euros en 2021).

19.1 Link 2022

19.1.1 Description des formules proposées par ENGIE

En 2022, les salariés et les anciens salariés du Groupe éligibles ont pu participer à une offre réservée au sein de plans mondiaux d'actionnariat salarié dénommée «Link 2022». L'offre a été mise œuvre principalement sous la forme d'une cession d'actions propres. Le Groupe a proposé aux salariés d'acquérir ces actions au moyen des formules suivantes :

- Link Classique : formule avec décote et abondement permettant aux salariés d'acquérir des actions directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE ;
- Link Multiple : formule permettant aux salariés d'acquérir, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions à prix décoté par rapport au cours de bourse et de bénéficier d'un effet de levier pour compléter leur apport personnel. Par le biais d'un contrat d'échange avec la banque structurant la formule, les salariés bénéficient d'une garantie sur leur apport personnel et d'une garantie de rendement minimum ;
- *Share Appreciation Rights* (SAR) : programme à effet de levier permettant par l'acquisition d'un titre de bénéficier d'un multiplicateur de performance sur ce titre qui sera versé au salarié en trésorerie, à l'expiration d'une période de cinq ans après sa mise en place. La dette qui en résulte à l'égard des salariés est couverte par des *warrants*.

Par ailleurs, le plan Link Classique a été assorti d'un abondement aux conditions suivantes :

- pour les salariés français, des actions ENGIE ont été offertes gratuitement en fonction de l'apport personnel :
 - pour 200 euros d'apport personnel l'abondement était de 200%, puis à 50% pour 100 euros supplémentaires, soit un maximum de 450 euros ;
- pour tous les salariés des autres pays, des actions ENGIE ont été offertes via un plan d'attribution d'actions gratuites, assorti d'une condition de présence du salarié et en fonction de l'apport personnel dans le plan :
 - pour 200 euros d'apport personnel l'abondement était de 200%, puis à 50% pour 100 euros supplémentaires, soit un maximum de 450 euros ;
 - l'attribution est soumise à une condition de présence dans le Groupe ENGIE au 22 décembre 2027.

19.1.2 Impacts comptables

Le prix de souscription du plan 2022 est défini par la moyenne des cours de clôture de l'action ENGIE sur le marché Euronext Paris durant les 20 jours de bourse du 18 octobre au 14 novembre 2022 inclus. Le prix de référence, fixé à 13,14 euros, est diminué de 20% pour les formules Classique et Multiple soit 10,51 euros.

La charge comptable des plans Link Classique et Multiple correspond à la différence entre la juste valeur de l'action souscrite et le prix de souscription. La juste valeur tient compte de la condition d'incessibilité des titres, soit cinq ans, prévue par la législation française.

Les hypothèses retenues sont les suivantes :

	5 ans
Taux d'intérêt sans risque	2,70%
Spread du réseau bancaire retail	1,00%
Taux de refinancement pour un salarié	3,70%
Coût du prêt de titres	1,00%
Cours à la date d'attribution	14,38

Les impacts comptables sont les suivants :

	Link Classique	Link Multiple	Abondement Link Classique France	Total
Montant souscrit (millions d'euros)	27	135	-	162
Nombre d'actions souscrites (millions d'actions)	2,6	12,8	0,8	16,2
Décote (€/action)	3,9	3,9	14,4	
Coût d'incessibilité pour le salarié (€/action)	(1,4)	(1,4)	(1,4)	
Coût pour le Groupe (millions d'euros)	6	32	10	48

Le montant total de la souscription à l'offre Link 2022 s'élève à un montant total de 162 millions d'euros comprenant :

- une cession d'actions propres aux salariés d'un montant de 130 millions d'euros ;
- une augmentation de capital et des primes d'émission d'un montant hors frais d'émission de 32 millions d'euros dont respectivement 8 millions d'euros et 24 millions d'euros sur les compartiments Link Classique et Link Multiple.

Il en résulte une charge totale de 48 millions d'euros sur l'exercice 2022 au titre des 15,4 millions d'actions souscrites et 0,8 million d'actions offertes en abondement.

L'impact comptable des SAR, s'agissant d'instruments réglés en trésorerie, consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié par contrepartie résultat. Au 31 décembre 2022, la juste valeur de la dette relative aux attributions de 2018 et 2022 s'élève à 0,2 million d'euros.

19.2 Actions de performance

19.2.1 Nouvelles attributions réalisées en 2022

Plan d'actions de performance ENGIE du 8 décembre 2022

Le Conseil d'Administration du 8 décembre 2022 a approuvé l'attribution de 4,7 millions d'actions de performance aux cadres et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en trois tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2026, suivie d'une période d'incessibilité d'un an des titres acquis ;
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2026, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2027, sans période d'incessibilité.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une quadruple condition de performance à l'exception toutefois des 500 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance sont les suivantes :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de six sociétés de référence, évalué pour la période entre décembre 2022 et février 2026, comptant pour 25% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe comparé à ceux d'un panel de six sociétés de référence, évalué pour la période entre le second semestre 2022 et le premier semestre 2025, comptant pour 25% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur le niveau du *Return On Capital Employed* (ROCE) de l'exercice 2025, comptant pour 30% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur des critères extra-financiers en matière d'émission de gaz à effet de serre de la production d'énergie, d'augmentation de la part des capacités renouvelables et d'augmentation de la proportion de femmes dans le management, évalués pour la période entre décembre 2022 et décembre 2025, comptant pour 20% des actions à acquérir.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (6 450 actions attribuées).

Plan d'actions gratuites du 18 novembre 2022

Dans le cadre de l'offre réservée aux salariés Link 2022, une attribution d'actions gratuites a été réalisée au bénéfice des souscripteurs à la formule classique proposée à l'international (hors France), soit un total de 247 163 actions gratuites attribuées (cf. Note 19.1.1 «Description des formules proposées par ENGIE »).

19.2.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par ENGIE en 2022.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
18 novembre 2022	22 décembre 2027	22 décembre 2027	14,4	1,15	non	9,20
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 22 décembre 2022						
8 décembre 2022	14 mars 2026	14 mars 2027	14,3	1,15	oui	9,91
8 décembre 2022	14 mars 2026	14 mars 2026	14,3	1,15	oui	9,91
8 décembre 2022	14 mars 2026	14 mars 2026	14,3	1,15	non	11,05
8 décembre 2022	14 mars 2027	14 mars 2027	14,3	1,15	oui	8,93
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 8 décembre 2022						
						10,24

19.2.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes attribués aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2. L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture.

NOTE 20 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

L'objet de cette Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 21 «Rémunération des dirigeants».

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

20.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

20.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2022 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2021. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'Administration sur un total de 15 administrateurs (1 administratrice représentant l'État nommée par arrêté, 2 administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 33,56% des droits de vote théoriques (ou 33,71% des droits de vote exerçables) contre 33,20% à fin décembre 2021.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE («Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises») a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente («TRV») de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat («LEC») promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1^{er} juillet 2023.

20.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1^{er} juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA, filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1^{er} janvier 2007 et au 31 décembre 2007, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs. Avec le déploiement des compteurs communicants, pour l'électricité et pour le gaz, les activités «communes» opérées par les deux distributeurs ont été amenées à évoluer fortement. Les activités restantes mixtes concernent principalement la gestion des stocks, les domaines des ressources humaines, de la médecine, de l'informatique de proximité et de la tenue

de la comptabilité. Ce périmètre sera encore réduit en 2023 pour être limité aux domaines relatifs à la médecine et aux activités sociales.

20.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 18 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

NOTE 21 RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 10 membres au 31 décembre 2022 (contre 11 membres au 31 décembre 2021).

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Avantages à court terme	34	22
Avantages postérieurs à l'emploi	-	1
Paielements fondés sur des actions	4	3
Indemnités de fin de contrat	-	7
TOTAL	37	33

NOTE 22 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS

Principes comptables

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz «utile», soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz «coussin», indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (*cf. Note 13.3 «Immobilisations corporelles»*).

Le gaz «utile» est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Certains stocks sont utilisés dans le cadre de stratégies de trading et sont comptabilisés à la juste valeur, diminuée des coûts de vente, conformément aux dispositions d'IAS 2. Les variations de juste valeur, diminuée des coûts de vente, sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle est intervenue la variation.

Droits d'émission de gaz à effet de serre, certificats d'économie d'énergie, certificats verts

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives spécifiquement à la comptabilisation notamment des quotas d'émission de gaz à effet de serre, des certificats d'économie d'énergie et des certificats verts, le groupe a décidé de comptabiliser les certificats en stock à leur valeur d'acquisition ou à leur coût de production. A la clôture de l'exercice, un passif sera reconnu, le cas échéant, en cas d'insuffisance de certificats par rapport à l'obligation de restitution. Lorsqu'il n'est pas couvert par des certificats en stock, ce passif est évalué au prix de marché ou, lorsque c'est applicable, au prix des contrats à terme conclus.

Tax equity

Le Groupe ENGIE finance ses projets renouvelables aux États-Unis par le biais de structures dites de «tax equity», dans lesquelles une partie des fonds nécessaires est apportée par un «tax partner». Celui-ci obtient, jusqu'à un niveau de rendement préétabli, un droit préférentiel essentiellement sur les crédits d'impôts du projet qu'il pourra imputer sur sa propre base taxable.

Les investissements réalisés par le *tax partner* remplissent la définition d'un passif en IFRS. Dans la mesure où le passif de *tax equity* correspondant à ces avantages fiscaux ne donne pas lieu à une sortie de trésorerie pour l'entité projet, ce passif n'est pas représentatif d'une dette financière et est comptabilisé en « autres passifs ».

Au-delà de sa désactualisation, le passif évolue essentiellement en fonction des crédits d'impôts alloués au *tax partner* et reconnus en résultat.

22.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2022	Variation du BFR au 31 déc. 2021
Stocks	(2 115)	(2 349)
Créances commerciales et autres débiteurs	(11 614)	(11 043)
Fournisseurs et autres créanciers	8 521	10 676
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	1 545	364
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de <i>trading</i>	199	(706)
Autres	1 040	680
TOTAL	(2 424)	(2 377)

22.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Stocks de gaz naturel, nets	4 628	3 079
Stocks d'uranium ⁽¹⁾	308	408
Quotas de CO ₂ , certificats verts et d'économie d'énergie, nets	1 788	1 526
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 420	1 161
TOTAL	8 145	6 175

(1) Des instruments financiers de couverture sont adossés à ces stocks d'uranium et représentent un montant de -229 millions d'euros au 31 décembre 2022.

22.3 Autres actifs et autres passifs

En millions d'euros	31 déc. 2022				31 déc. 2021			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	766	18 294	(3 646)	(23 583)	478	13 202	(2 341)	(16 752)
Créances/dettes fiscales	-	14 647	-	(16 863)	-	10 628	-	(11 316)
Créances/dettes sociales	523	22	(2)	(2 479)	300	18	(2)	(2 033)
Dividendes à payer/à recevoir	-	12	-	(23)	-	15	-	(9)
Autres	243	3 614	(3 644)	(4 218)	178	2 541	(2 339)	(3 395)

Les autres actifs non courants comprennent notamment une créance de 162 millions d'euros au 31 décembre 2022 vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires (96 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Les autres passifs comprennent 1 981 millions d'euros d'investissements réalisés par des *tax partners* dans le cadre du financement des projets renouvelables aux États-Unis par *tax equity* (1 229 millions d'euros au 31 décembre 2021).

NOTE 23 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Les principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

23.1 Renouvelables

23.1.1 Mexique – Renouvelables

En 2021, le gouvernement et les autorités publiques mexicaines ont adopté des positions et des mesures législatives et réglementaires qui affectent directement les acteurs privés de l'énergie (en particulier, les producteurs d'énergie renouvelable) et vont à l'encontre de la lettre et de l'esprit des dernières réformes du secteur énergétique mises en place en 2013 et 2014. La constitutionnalité et la légalité de certaines de ces mesures ont été attaquées dans le cadre de poursuites judiciaires lancées par des organismes non gouvernementaux et des investisseurs privés, notamment par les filiales d'ENGIE développant ou exploitant des projets renouvelables dans le pays. Ces procédures sont en cours. Un projet de révision de la Constitution remettant substantiellement en cause le cadre réglementaire applicable au secteur électrique a, par ailleurs, été déposé par le Président mexicain. Le dossier a été mis en suspens au 1^{er} semestre 2022.

23.2 Infrastructures

23.2.1 Enquête sur le mécanisme de régulation du stockage de gaz naturel en France

Le 29 février 2020, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une enquête approfondie en matière d'aide d'état sur le dispositif de régulation du stockage mis en place au 1^{er} janvier 2018 pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France. Storengy et Géométhane ont transmis tous les éléments nécessaires à la Commission pour faire valoir leurs analyses. La Commission européenne a clôturé son enquête et a publié un communiqué de presse le 28 juin 2021 annonçant sa décision de compatibilité du dispositif de régulation du stockage avec les règles européennes relatives aux aides d'état. Néanmoins, la Commission a considéré que le dispositif mis en place constituait une aide d'état illégale pour la période où il a été mis en œuvre sans être préalablement validé. Cette décision a fait l'objet d'une publication au Journal Officiel le 18 mars 2022 ce qui a ouvert le délai de deux mois pour introduire un recours en annulation. A notre connaissance, aucun recours n'a été introduit.

23.3 Energy Solutions

23.3.1 Espagne – Púnica

Dans le cadre de l'affaire Púnica (procédure portant sur une affaire d'attribution de marchés), quinze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même avaient été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est clôturée depuis le 19 juillet 2021 ; Cofely España et huit (anciens) collaborateurs ont été renvoyés devant le tribunal correctionnel. Cofely España a fait appel de cette décision le 30 septembre 2021. Le 9 mars 2022, cet appel a été rejeté et la décision de renvoi confirmée. Les audiences devraient débiter en 2023.

23.3.2 Italie – Procédure concurrence

Le 9 mai 2019, une amende de 38 millions d'euros a été infligée conjointement et solidairement à ENGIE Servizi SpA et ENGIE Energy Services International S.A («*ENGIE ESI*») par l'Autorité de la Concurrence italienne («*l'Autorité*») pour certaines prétendues pratiques anticoncurrentielles relatives à l'attribution du marché Consip FM4 2014. Un appel a été interjeté devant le Tribunal Administratif Régional de Lazio (TAR Lazio). Le 18 juillet 2019, le TAR Lazio a suspendu le paiement de l'amende. Le 27 juillet 2020, le TAR Lazio a annulé la décision de l'Autorité tant pour ENGIE Servizi SpA que pour ENGIE ESI. Le 17 novembre 2020, l'Autorité a fait appel devant le Conseil d'État italien de la décision du TAR Lazio. Le 9 mai 2022, le Conseil d'État a rejeté l'appel de l'Autorité et a confirmé l'annulation par le TAR Lazio de la décision de l'Autorité. Le 13 juin 2022, deux sociétés ont déposé un recours en révocation extraordinaire contre la décision du Conseil d'État devant le Conseil d'État lui-même. Par ailleurs, le 11 juillet 2022, ces mêmes sociétés ont également déposé un recours contre la décision de rejet du Conseil d'État devant la Cour Suprême. Ces recours n'ont pas d'effet suspensif. Les deux procédures sont en cours.

23.3.3 Italie – Manitalidea

En 2012, dans le cadre d'un marché public lancé par CONSIP, ENGIE Servizi a créé une association momentanée («*associazione temporanea di imprese*» ou «*ATI*») avec la société Manitalidea en vue de déposer une offre dans le cadre dudit marché. La participation de chacune des sociétés dans l'ATI a été organisée sur une base de 85% pour ENGIE Servizi et de 15% pour Manitalidea. Le marché avait pour objet de fournir de l'énergie et des services d'entretien et de maintenance à des hôpitaux.

En septembre 2012, 3 lots du marché public ont été attribués à l'ATI.

Le 11 mars 2022, la société Manitalidea a introduit, auprès du Tribunal Civil de Rome, une action en dommages et intérêts contre ENGIE Servizi, faisant valoir, d'une part, qu'ENGIE Servizi n'aurait pas respecté les dispositions de l'accord d'association momentanée relatives à la répartition des contrats entre les partenaires et, d'autre part, qu'en raison de cette circonstance, Manitalidea aurait perdu une chance de développer son chiffre d'affaires. A la suite de la mise en faillite de Manitalidea, la demande a été étendue pour viser la responsabilité prétendue d'ENGIE Servizi dans les déboires financiers de Manitalidea et dans sa mise en faillite.

Une audience est prévue au cours du 1^{er} semestre 2023.

23.4 Fourniture d'Énergie

23.4.1 Démarchage

EDF a assigné ENGIE devant le Tribunal de commerce de Nanterre le 20 juillet 2017 concernant de prétendus faits de concurrence déloyale dans le cadre des campagnes de démarchage principalement en porte à porte et réclamait 13,5 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. Le Tribunal de commerce, dans son jugement du 14 décembre 2017 a condamné ENGIE à verser la somme de 150 000 euros à EDF en considérant qu'ENGIE avait commis des actes de concurrence déloyale tout en reconnaissant qu'il n'y avait aucun fait de dénigrement à l'encontre d'EDF et qu'ENGIE avait mis en place un dispositif de formation et de contrôle de ses partenaires.

ENGIE a fait appel du jugement et EDF a formé un appel incident et a réclamé 94,7 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. L'arrêt de la Cour d'appel de Versailles a été rendu le 12 mars 2019 en condamnant ENGIE à verser 1 million d'euros à EDF. En outre, la Cour d'appel a ordonné à ENGIE, sous astreinte provisoire de 10 000 euros par infraction constatée sur une période d'un an, de cesser ou faire cesser tout acte de parasitisme et de dénigrement au préjudice d'EDF.

Le 6 juillet 2020, EDF a demandé au juge de l'exécution du tribunal judiciaire de Nanterre de liquider l'astreinte prononcée par la Cour d'appel de Versailles en demandant le versement d'une somme par ENGIE de 106,89 millions d'euros et le prononcé d'une astreinte définitive de 50 000 d'euros par infraction constatée et pour une durée d'un an. Le juge de l'exécution a rendu sa décision le 11 décembre 2020 au terme de laquelle elle condamne ENGIE à verser la somme de

230 000 d'euros à EDF et prononce une nouvelle astreinte provisoire d'un montant de 15 000 euros par nouvelle infraction constatée, pendant 1 an à compter de la signification du jugement par EDF.

Le 22 décembre 2020, EDF a fait appel de ce jugement du juge de l'exécution devant la Cour d'appel de Versailles. Le 1^{er} juillet 2021, la Cour d'appel de Versailles a rendu sa décision. Elle réduit la condamnation d'ENGIE à 190 000 euros et, considérant qu'ENGIE a démontré avoir pris des mesures susceptibles d'être efficaces et que les difficultés rencontrées tiennent pour l'essentiel au comportement des prestataires/partenaires et démarcheurs, elle annule la nouvelle astreinte provisoire et rejette la demande d'EDF de prononcer une astreinte définitive. EDF a introduit un pourvoi en cassation contre cette décision le 29 juillet 2021. La Cour de cassation, par son arrêt du 6 octobre 2022, a rejeté le pourvoi d'EDF. L'affaire est donc clôturée.

23.4.2 Pérou – Antamina

En 2012, à la suite d'un appel d'offres portant sur l'achat annuel de 170 MW jusqu'en 2032, ENGIE Energía Perú S.A. a conclu un contrat d'achat long terme de gaz avec la société minière péruvienne Antamina (le «*Contrat*»).

En 2021, Antamina a toutefois procédé à un nouvel appel d'offres portant sur un volume annuel identique et a conclu trois contrats d'achat avec trois nouveaux fournisseurs pour une durée de six mois renouvelables à deux reprises. Ceci remet en cause l'exclusivité et l'obligation de «*take or pay*» dont ENGIE Energía Perú S.A. estimait bénéficier jusqu'en 2032 en vertu du Contrat. A la suite de la conclusion de ces nouveaux contrats, Antamina a refusé, à partir de janvier 2022, de prendre livraison de la quantité de gaz qui lui était dévolue en vertu du Contrat et, en conséquence, de payer la pénalité équivalente.

Le 26 avril 2022, ENGIE Energía Perú S.A. a assigné Antamina en arbitrage pour faire reconnaître le caractère exclusif du Contrat et l'obligation pour Antamina de ne s'approvisionner qu'auprès d'ENGIE. La procédure vise également le paiement des factures impayées depuis janvier 2022. La procédure d'arbitrage est régie par les règles du Centre d'arbitrage de la Chambre de Commerce de Lima. Le 4 janvier 2023, ENGIE Energía Perú S.A. a déposé son mémoire. Antamina devra déposer le sien pour la fin mars au plus tard.

23.4.3 GEM – GPE

ENGIE a initié au début du 4^e trimestre 2022 un arbitrage contre Gazprom export LLC, visant entre autres (i) à faire reconnaître l'inexécution par Gazprom export LLC de ses obligations de livraison de gaz vis-à-vis d'ENGIE au terme de contrats de livraison de gaz long terme et (ii) à obtenir de Gazprom export LLC le paiement de pénalités contractuelles ainsi que la réparation des dommages résultant de cette inexécution.

Cet arbitrage résulte de la situation de sous-livraison significative créée par Gazprom export LLC à compter de mi-juin 2022 vis-à-vis d'ENGIE, suivie, à la fin de l'été 2022, de la décision unilatérale de Gazprom export LLC de réduire ses livraisons à ENGIE en raison d'un désaccord entre les parties sur l'application des contrats.

23.4.4 Commissionnement

S'agissant des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, a rappelé le principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS et faisant obstacle à toute demande en réparation des prestations de gestion de clientèle non rémunérées. Le Conseil Constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. Le 11 avril 2022, le Tribunal de commerce de Paris a constaté l'extinction de l'instance. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est donc éteinte.

23.4.5 Chili - TOTAL

Le 3 janvier 2023, ENGIE ENERGÍA CHILE S.A a engagé une procédure d'arbitrage international contre TOTALENERGIES GAS & POWER LIMITED pour violation de ses obligations contractuelles dans le cadre d'un contrat de fourniture de GNL conclu en août 2011.

23.5 Thermique

23.5.1 Italie – Vado Ligure

Le 11 mars 2014, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre de dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. Le dossier a été renvoyé au Tribunal de Savone pour traitement au fond ; la procédure de première instance a débuté le 11 décembre 2018 et se poursuit en 2022 et 2023.

23.5.2 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

Le 14 décembre 2018, l'Administration fiscale brésilienne a adressé à ENGIE Brasil Energia S.A. (ENGIE Brasil Energia) des avis de rectification au titre des exercices 2014, 2015 et 2016 estimant que la société était redevable des taxes PIS et COFINS (taxes fédérales sur la valeur ajoutée) sur les remboursements de certains combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant des redressements s'élève à un total de 581 millions de real brésiliens, dont 229 millions de real brésiliens de taxes auxquelles viennent s'ajouter amendes et intérêts.

ENGIE Brasil Energia conteste ces avis de rectification et a introduit des réclamations fiscales en 2019 que l'administration fiscale a toutefois rejetées.

Le 22 novembre 2022, ENGIE Brasil Energia a introduit un recours administratif spécial, qui n'a pas été reconnu par le tribunal administratif. Le 9 janvier 2023, la société a introduit un autre recours administratif demandant la reconnaissance du recours administratif spécial et l'analyse du fond de l'affaire. Si cette procédure n'aboutit pas, l'affaire devra alors être jugées par les cours et tribunaux judiciaires ordinaires.

23.5.3 Italie – taxe sur les surprofits

En décembre 2022, ENGIE a introduit une action en vue d'obtenir le remboursement de la taxe qu'elle a payée, en juillet et novembre 2022, pour un montant total de plus de 308 millions d'euros, en application des deux décrets lois (n°21 et 50/2022) ayant créé une contribution exceptionnelle de solidarité à la charge des opérateurs du secteur énergétique. ENGIE conteste la validité de l'assiette de cette taxe par rapport à l'objectif de la loi, sa compatibilité avec la Constitution italienne ainsi que sa compatibilité avec les engagements européens de l'Italie (droit européen).

23.5.4 EPC Flémalle

En novembre 2021, Electrabel SA a conclu un contrat EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) avec SEPCO III pour la construction d'une centrale à gaz à Flémalle (Belgique), dans le cadre du CRM (Capacity Rémunération Mechanism).

En août 2022, Electrabel SA a résilié le contrat EPC avec SEPCO III pour non-exécution de ses obligations contractuelles et a engagé en novembre 2022 une procédure d'arbitrage pour obtenir la réparation de son dommage.

23.6 Nucléaire

23.6.1 Prolongation de l'exploitation des unités nucléaires 2015-2025

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. La Cour constitutionnelle, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de Justice de l'Union Européenne (CJUE) pour questions préjudicielles. La CJUE, dans son arrêt du 29 juillet 2019, a considéré que la loi belge prolongeant la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 (loi de prolongation Doel 1 et 2) a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises mais qu'il est possible de maintenir provisoirement les effets de la loi de prolongation en cas de menace grave et réelle de rupture de l'approvisionnement en électricité et pour la durée strictement nécessaire à une régularisation. Dans son arrêt du 5 mars 2020, la Cour constitutionnelle a annulé la loi de prolongation Doel 1 et 2 tout en maintenant ses effets jusqu'à l'adoption par le législateur d'une nouvelle loi précédée de l'évaluation préalable requise et comprenant une participation du public et une consultation transfrontalière, au plus tard jusqu'au 31 décembre 2022.

L'évaluation environnementale et la consultation du public et transfrontalière ont été réalisées par l'État belge en 2021. Le projet de loi reprenant la conclusion de cette évaluation et de la consultation a été voté par le Parlement fédéral belge le 11 octobre 2022 et a été publiée le 3 novembre 2022.

Le recours devant le Conseil d'État à l'encontre des décisions administratives ayant permis l'extension de la durée de vie des unités de Doel 1 et Doel 2, est, par ailleurs, toujours pendant.

23.6.2 Mise à l'arrêt définitive des centrales de Doel 3 et Tihange 2

Différentes associations ont introduit des recours devant le Tribunal de Première Instance de Bruxelles à l'encontre d'Electrabel, de l'État belge, de l'Agence de Sécurité nucléaire et/ou du réseau de transport d'électricité Elia pour contester les décisions et actions de mise à l'arrêt des centrales de Doel 3 (intervenue le 23 septembre 2022) et/ou Tihange 2 (qui interviendra le 31 janvier 2023). Par un premier jugement en date du 16 novembre 2022, le Tribunal de Première Instance, statuant en référé dans une des affaires, a confirmé les décisions et actions prises dans le cadre de la mise à l'arrêt. Les affaires se poursuivent au fond avec un calendrier s'étalant sur l'année 2023.

23.7 Autres

23.7.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le Tribunal Administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour Administrative d'Appel de Versailles, qui a invalidé le jugement du Tribunal dans un arrêt du 22 décembre 2021. Tout en reconnaissant la nature fiscale de la créance cédée, la Cour ne valide pas l'exonération du prix de cession faute de texte ou de principe en ce sens, et, faute pour la cession d'avoir été autorisée par l'État.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1^{er} février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001, et, le 23 juin 2020, la Cour Administrative d'Appel de Versailles a donné raison à ENGIE eu égard aux demandes de remboursement relatives aux exercices 2002 et 2003 mais a rejeté celle afférente à l'exercice 2004. Compte tenu de la cession des créances de précompte 2002/2003, les sommes ont été restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'État par les deux parties. En parallèle, à la suite de la décision de la Cour de Justice de l'Union européenne du 12 mai 2022, interprétant le prélèvement du précompte lors de la redistribution par une

société mère de dividendes reçus de filiales établies dans l'Union européenne, comme incompatible avec la Directive 90/435/CE de 1990, le Conseil d'État a été invité par plusieurs groupes, dont ENGIE en juin 2022, à poser une question prioritaire de constitutionnalité au Conseil Constitutionnel, afin que celui-ci statue sur l'inconstitutionnalité de la législation précompte. Le Conseil d'État a fait droit à cette demande. En octobre 2022, le Conseil Constitutionnel a débouté ENGIE et d'autres groupes de leur demande. Cette décision n'aura pas d'impact financier dans les comptes d'ENGIE et peu sur les autres procédures en cours.

Par ailleurs, à la suite d'une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de Justice de l'Union Européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions. Aucune action n'a été entreprise, à ce jour, en raison du contentieux parallèle sur le fondement de la Directive 90/435/CE.

23.7.2 Luxembourg – Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a adopté une décision finale négative considérant qu'il existe une aide d'État du Luxembourg au profit d'ENGIE. Le 4 septembre 2018, ENGIE a demandé l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif. Cette procédure n'étant pas suspensive, ENGIE a mis une somme de 123 millions d'euros sous séquestre le 22 octobre 2018 au titre de l'une des deux transactions visées, l'autre n'ayant fait l'objet d'aucune matérialisation de l'aide. A l'issue de la procédure devant les juridictions européennes, cette somme sera remise à ENGIE ou à l'État luxembourgeois en fonction de l'annulation ou non de la décision de la Commission. Le 12 mai 2021, le Tribunal a rejeté les recours de l'État luxembourgeois et d'ENGIE confirmant ainsi la position de la Commission européenne relative à l'existence d'une aide d'État accordée aux filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 22 juillet 2021, ENGIE a saisi la Cour de Justice de l'Union Européenne pour faire annuler la décision du Tribunal. La procédure est en cours. A la suite des échanges de mémoires avec la Commission, le 21 mars 2022, ENGIE a déposé une demande d'audience de plaidoirie et de jonction des pourvois. L'audience s'est tenue fin janvier 2023.

23.7.3 Pologne – Procédure concurrence

Le 7 novembre 2019, une amende de 172 millions de zlotys polonais (40 millions d'euros) a été infligée à ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG («EEMHS») pour ne pas avoir répondu à une demande de communication de documents de l'Autorité de la Concurrence polonaise («UOKiK») dans le cadre d'une procédure ouverte par le UOKiK qui suspecte un potentiel défaut de notification de la part d'EEMHS et d'autres investisseurs financiers impliqués dans le financement du gazoduc Nord Stream 2 (procédure principale). EEMHS a interjeté appel devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure en appel est pendante.

Dans le cadre de la procédure principale, le 6 octobre 2020, le UOKiK a prononcé une amende de 55,5 millions de zlotys polonais (approximativement 12,3 millions d'euros) à l'encontre de EEMHS. Le UOKiK a également ordonné de mettre fin aux accords de financement du projet Nord Stream 2. Le 5 novembre 2020, EEMHS a fait appel de cette décision devant la Cour de Protection de la Concurrence («Cour»). La procédure d'appel suspend automatiquement l'exécution de l'ensemble des sanctions prononcées par le UOKiK. Le 21 novembre 2022, la Cour a annulé dans son intégralité la décision du UOKiK. Le UOKiK a interjeté appel de cette décision.

23.7.4 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de déductibilité d'intérêts

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts (1,1 milliard d'euros) pris en charge sur le financement d'acquisitions de

participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. A la suite du rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem. Le 4 octobre 2018, ce dernier a donné raison à l'Administration fiscale. Le 26 octobre 2020, le jugement a été confirmé par la Cour d'appel d'Arnhem. ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que la Cour a commis des erreurs de droit et a mal motivé sa décision tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen et, partant, a introduit un pourvoi en cassation. En juillet 2022, la Cour de cassation a décidé de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne de questions préjudicielles afin que cette dernière juge de la compatibilité de la législation néerlandaise en matière d'intérêts avec trois des libertés fondamentales européennes.

23.7.5 Prix de transfert du gaz

L'Inspection spéciale des impôts belge a adressé deux avis de rectification du résultat fiscal des exercices 2012 et 2013 pour un montant global de 706 millions d'euros considérant que le prix appliqué à la fourniture de gaz par ENGIE (alors GDF SUEZ) à Electrabel S.A. était excessif. ENGIE et Electrabel S.A. contestent cette rectification et ont sollicité l'ouverture d'une procédure amiable qui a été acceptée par la France et la Belgique en mai 2018. La procédure est en cours entre les deux États sans progrès majeur qui ont de nouveau échangé leurs positions respectives fin 2022. Aucun problème majeur n'a été identifié.

NOTE 24 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes au 31 décembre 2022.

NOTE 25 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité des marchés financiers, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du Groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 14 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat de Commissaire aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2020 à 2025.

En millions d'euros	Deloitte			EY			Total
	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	4,5	5,7	10,2	5,2	10,5	15,7	25,9
ENGIE SA	2,4	-	2,4	2,8	-	2,8	5,1
Entités contrôlées	2,1	5,7	7,8	2,4	10,5	12,9	20,7
Services autres que la certification des comptes	0,6	1,1	1,7	0,9	1,0	1,8	3,5
ENGIE SA	0,5	0,5	1,0	0,7	-	0,7	1,8
<i>Dont services requis par des textes légaux et réglementaires</i>	0,4	-	0,4	0,4	-	0,4	0,7
<i>Dont autres missions</i>	0,1	-	0,1	0,3	-	0,3	0,5
<i>Dont missions de revue de contrôle interne</i>	-	-	-	0,0	-	0,0	0,0
<i>Dont services de due diligence</i>	-	0,5	0,5	-	-	-	0,5
<i>Dont missions fiscales</i>	0,0	-	0,0	-	-	-	0,0
Entités contrôlées	0,1	0,5	0,7	0,1	1,0	1,1	1,7
<i>Dont services requis par des textes légaux et réglementaires</i>	0,0	0,3	0,3	0,1	0,2	0,3	0,6
<i>Dont autres missions</i>	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,3
<i>Dont missions de revue de contrôle interne</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Dont services de due diligence</i>	0,0	-	0,0	-	-	-	0,0
<i>Dont missions fiscales</i>	-	0,2	0,2	-	0,5	0,5	0,8
Total	5,1	6,8	11,9	6,1	11,4	17,5	29,4

NOTE 26 INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES

Certaines entités ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit notamment de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.



ENGIE : SA au capital de 2 435 285 011 euros
RCS Nanterre 542 107 651
Siège Social : 1, place Samuel de Champlain, 92400 Courbevoie
T +33 (1) 44 22 00 00

engie.com

