

Résultats d'ENGIE au 31 décembre 2023

Nouvelle année de forte croissance des résultats portée
par la qualité d'exécution de notre stratégie
Proposition d'un dividende de 1,43 € par action pour 2023
Perspectives moyen terme 2024 – 2026 solides

Faits marquants

- Rythme élevé de croissance dans les Renouvelables avec 3,9 GW de capacités ajoutées en 2023 portant la capacité totale installée à 41,4 GW
- Accélération dans le stockage par batteries avec l'acquisition de BRP aux Etats-Unis et la mise en service d'Hazelwood en Australie
- Visibilité accrue sur la contribution des Infrastructures en France
- Progrès continu dans la trajectoire Net Zero 2045 avec une baisse de 54 % vs. 2017 des émissions de GES liées à la production d'énergie à 52Mt en 2023
- Signature de l'accord final relatif au nucléaire Belge dérisquant fondamentalement le Groupe

Performance financière

- *Guidance 2023* atteinte avec un RNRpg de 5,4 Md€
- EBIT hors nucléaire de 9,5 Md€, en hausse organique de 18 %, portée principalement par GEMS et les Renouvelables
- *Cash Flow From Operations*¹ en forte augmentation de 5 Md€ soutenue par l'amélioration du BFR
- Capex de croissance en hausse de 48% à 8,1 Md€
- Maintien d'un bilan solide avec un ratio dette nette économique / EBITDA de 3,1x
- Dette financière nette de 29,5 Md€, en hausse de 5,4 Md€ et dette nette économique en augmentation de 7,7 Md€ à 46,5 Md€
- RNRpg² attendu entre 4,2 Md€ et 4,8 Md€ en 2024
- Proposition d'un dividende de 1,43 € par action pour 2023, correspondant à un taux de distribution de 65%

Chiffres-clés au 31 décembre 2023

En milliards d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique
Chiffre d'affaires	82,6	93,9	- 12,0 %	- 11,4 %
EBITDA (hors nucléaire)	13,7	12,2	+ 12,5 %	+ 12,7 %
EBITDA	15,0	13,7	+ 9,5 %	+ 9,7 %
EBIT (hors nucléaire)	9,5	8,0	+ 18,2 %	+ 18,3 %
Résultat net récurrent part du Groupe (act. poursuivies)	5,4	5,2	+ 2,8 %	+ 2,7 %
Résultat net part du Groupe	2,2	0,2	-	-
Capex³	10,6	7,9	+ 35,1 %	
Cash Flow From Operations	13,1	8,0	+ 63,1 %	
Dette financière nette	29,5	+ 5,4 Md€ versus 31 décembre 2022		
Dette nette économique	46,5	+ 7,7 Md€ versus 31 décembre 2022		
Dette nette économique / EBITDA	3,1x	+0,3 point versus 31 décembre 2022		

NB - Les notes de bas de page se trouvent en page 12



Catherine MacGregor, Directrice Générale, a déclaré : « *ENGIE a de nouveau réalisé une très bonne année en 2023, avec un résultat opérationnel en hausse de 18 % et une forte génération de cash-flow. Ces résultats témoignent des progrès réalisés dans l'exécution de notre stratégie et confirment notre capacité à évoluer dans un environnement de volatilité sur les marchés de l'énergie. L'année 2023 est marquée par la poursuite de notre développement accéléré dans les énergies renouvelables, qui se traduit par l'ajout de 3,9 GW de capacité installée pour un total de 41,4 GW à date. En 2023, nous avons également pris un tournant majeur en investissant dans des actifs de flexibilité, notamment dans le stockage par batteries avec l'acquisition de BRP aux Etats-Unis. Ces technologies sont déterminantes dans le déploiement du système énergétique décarboné. Enfin, nous avons finalisé un accord structurant avec le gouvernement belge concernant la prolongation de deux unités nucléaires en Belgique et les obligations liées aux déchets nucléaires, qui nous permet de réduire considérablement le niveau de risque pour le Groupe. Depuis trois ans, ENGIE se transforme, avec pour ambition de contribuer au système énergétique de demain tout en assurant une croissance rentable. Un système énergétique fiable et abordable, fondé sur l'alliance de la molécule et de l'électron, les technologies de flexibilité, les solutions de décarbonation, et un solide réseau d'infrastructures.* »

Perspectives et guidance 2024 - 2026

ENGIE poursuit activement son plan stratégique qui permettra au Groupe d'atteindre son objectif net zéro carbone à horizon 2045.

Malgré la baisse des prix de marché au cours des derniers trimestres et compte tenu de la croissance embarquée de GEMS dans la contribution de nos activités, ENGIE revoit à la hausse son objectif de résultat net récurrent part du Groupe pour l'année 2024 à un niveau désormais compris entre 4,2 et 4,8 milliards d'euros contre une fourchette de 3,8 à 4,4 milliards d'euros annoncée précédemment. L'EBIT hors nucléaire est quant à lui attendu dans une fourchette indicative de 7,5 à 8,5 milliards d'euros (contre 7,2 à 8,2 milliards d'euros auparavant).

2026 : une année pivot pour ENGIE

A horizon 2026, le Groupe anticipe une croissance de ses résultats dans les activités Renouvelables portée par les investissements et dans Energy Solutions grâce au développement de la base d'actifs et à une forte amélioration de la performance opérationnelle. Il prévoit également une contribution plus élevée des Infrastructures et de GEMS dont l'EBIT normalisé annuel a été revu à la hausse de 1 à 1,5 milliard d'euros, ce qui permet de compenser l'impact de la baisse des prix des commodités et des *spreads* en Europe, intervenue au second semestre de l'année dernière, sur les activités exposées aux prix de marché. Les activités de batteries devraient également contribuer de manière croissante aux résultats du Groupe dès 2024. Enfin, comme anticipé, ENGIE intègre une baisse des résultats du Nucléaire en Belgique avec l'arrêt de plusieurs centrales d'ici 2025 et le LTO sur les réacteurs Doel 4 et Tihange 3.

Ainsi, entre 2024 et 2026, les perspectives d'ENGIE sont les suivantes :

En milliards d'euros	2024	2025	2026
EBIT hors nucléaire (nouvelle)	7,5 - 8,5	7,9 - 8,9	8,2 - 9,2
<i>EBIT hors nucléaire (précédente)</i>	<i>7,2 - 8,2</i>	<i>7,5 - 8,5</i>	<i>n/a</i>
Guidance RNRpg (nouvelle)	4,2 - 4,8	3,9 - 4,5	3,7 - 4,3
<i>Guidance RNRpg (précédente)</i>	<i>3,8 - 4,4</i>	<i>4,1 - 4,7</i>	<i>n/a</i>

Les hypothèses de prix retenues pour la guidance 2024-2026 sont basées sur les prix à terme en Europe au 29 décembre 2023.



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 à long terme.

Les hypothèses et indications principales de la guidance sont détaillées en annexe 4.

Politique de dividende réaffirmée et proposition d'un dividende de 1,43 € par action en 2023

Le Conseil d'administration réaffirme 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 € par action pour la période de 2024 à 2026.

Pour l'année 2023, le Conseil d'administration propose de distribuer 65 % du résultat net récurrent part du Groupe, représentant un dividende de 1,43 € par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024.

Poursuite du déploiement du plan stratégique

Renouvelables

Les capacités installées renouvelables du Groupe ont augmenté de 3,9 GW en 2023, avec la mise en service de 1,9 GW en Amérique du Nord, de 0,8 GW en Europe, de 0,7 GW en Amérique latine et de 0,4 GW dans le reste du monde. La capacité installée totale de Renouvelables chez ENGIE s'élève désormais à 41,4 GW. Au 31 décembre 2023, le Groupe dispose de 6,3 GW de capacités en construction, correspondant à 60 projets. Le Groupe a signé plus de 70 contrats d'achat d'électricité (*PPA*) en 2023 pour un total de 2,7 GW, dont 2,0 GW ayant une durée de plus de cinq ans, ce qui en fait le leader mondial des *corporate PPA*s.

En 2023, ENGIE a renforcé sa plateforme d'énergies renouvelables en Afrique du Sud avec l'acquisition de BTE Renewables (340 MW en opération avec un pipeline de 3 GW) et la consolidation globale de Kathu, centrale solaire à concentration de 100 MW.

Le Groupe confirme son objectif de capacité totale installée de 50 GW en 2025 et de 80 GW en 2030. Cette ambition est soutenue par un pipeline de 92 GW à fin décembre 2023, en hausse de 12 GW par rapport à fin décembre 2022.

Infrastructures - Gaz renouvelables

La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a fixé les tarifs des infrastructures gazières de transport, de stockage et de distribution pour la période 2024-27. Elle prend en compte, pour cette période, un coût moyen pondéré du capital de 4,1 % pour le transport (contre 4,25 % précédemment), de 4,6 % pour le stockage (contre 4,75 %) et de 4,0 % pour la distribution (contre 4,1 %). Cette décision reflète la volonté du régulateur de maintenir la soutenabilité à long terme des tarifs. Ces tarifs permettent en outre de récupérer un montant significatif lié à la période de régulation qui s'achève en 2024.

Au Brésil, ENGIE Brasil Energia a cédé 15 % de sa participation dans TAG à CDPQ. La cession partielle de cette participation s'inscrit dans le cadre du programme de rotation d'actifs du Groupe et de son plan d'investissement dans les activités Renouvelables et les lignes de transmission. Par ailleurs, ENGIE avait remporté en début d'année une nouvelle concession d'une durée de 30 ans pour la construction et l'exploitation de 1 000 km de lignes à haute tension dans les états de Bahia, Minas Gerais et Espirito Santo.

Le développement du biométhane se poursuit en France, avec une capacité de production annuelle pouvant atteindre 10,8 TWh raccordés aux réseaux d'ENGIE, soit une augmentation de 2,6 TWh par rapport au 31 décembre 2022. ENGIE a également débuté son expansion dans le biométhane en Europe, avec



l'acquisition d'Ixora Energy Ltd, un des leaders de la production de biométhane basé au Royaume-Uni. Le Groupe confirme son objectif de 10 TWh par an de production de biométhane à horizon 2030.

Le Groupe a également pour ambition de développer une capacité de production d'hydrogène vert de 4 GW à horizon 2035.

Flex Gen - Batteries

En 2023, ENGIE a accéléré son développement dans les batteries avec la mise en service d'Hazelwood en Australie, son plus grand système de stockage d'énergie par batterie en opération, et l'acquisition de Broad Reach Power (BRP) aux Etats-Unis.

ENGIE a également obtenu le permis de construire d'un système de stockage d'énergie par batterie de 200 MW / 800 MWh sur le site de Vilvorde en Belgique. Cette batterie, dont la mise en service est prévue en 2025, disposera d'un contrat de capacité de 15 ans avec Elia, gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique, à partir de 2027.

A fin décembre 2023, ENGIE dispose de 1,3 GW en opération, de 3,6 GW sécurisés en développement, principalement aux Etats-Unis, au Chili, en Australie, en Belgique et au Royaume-Uni, en ligne avec l'objectif de 10 GW de batteries installées en 2030.

Energy Solutions

Les activités d'Energy Solutions ont remporté des contrats majeurs notamment dans les réseaux urbains de chaleur et de froid. En 2023, le *backlog* des concessions en France s'est élevé à 21,3 milliards d'euros comparé à 19,8 milliards d'euros l'an passé.

Conformément à l'objectif d'ENGIE d'accélérer la transition vers une économie neutre en carbone grâce à des solutions respectueuses de l'environnement, le Groupe a gagné de nombreux contrats de décarbonation au cours de l'année dans le cadre de son activité de production sur site.

A horizon 2030, le Groupe a pour ambition de produire 20 TWh d'énergie verte (chaleur, froid et électricité) livrée à ses clients pour les activités de réseaux et de production sur site.

Allocation de capital rigoureuse

Les investissements de 2023 se sont élevés à 10,6 milliards d'euros, dont 8,1 milliards d'euros d'investissements de croissance. 83 % ont été consacrés aux Renouvelables, à *Energy Solutions* et à *Flex Gen*, en ligne avec les priorités stratégiques d'ENGIE.

Plan de performance

Les résultats du plan de performance ont contribué à hauteur de 178 millions d'euros en 2023, l'excellence opérationnelle dans les GBU et la réduction des pertes des activités déficitaires ayant compensé l'augmentation des coûts des fonctions support due à un contexte fortement inflationniste. Le Groupe a atteint 687 millions d'euros de contribution cumulée dans le cadre du plan de performance 2021-2023, au-dessus de l'objectif de 600 millions d'euros.

Accord nucléaire belge final dérisquant fondamentalement le Groupe

Le 13 décembre 2023, ENGIE et le gouvernement belge ont signé l'accord final⁴ relatif à la prolongation de 10 ans des réacteurs nucléaires de Tihange 3 et Doel 4 ainsi qu'à toutes les obligations liées aux déchets nucléaires. Ce document entérine les principes clés de l'accord-cadre signé le 21 juillet 2023. Il permet un partage de risques équilibré pour la prolongation des deux unités nucléaires et élimine, pour le Groupe ENGIE, les incertitudes concernant l'évolution des provisions liées aux déchets nucléaires.



Point sur le plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies intramarginales

En décembre 2023, le gouvernement français a étendu la taxe intramarginale jusqu'au 31 décembre 2024.

En France, le projet de loi de finances pour 2024 prévoit un plafonnement des recettes de la production d'électricité issues des technologies intramarginales sur une période de douze mois (du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024). Le plafond varie de 42 € / MWh à 183 € / MWh en fonction de la technologie de la production d'électricité. Les recettes excédentaires sont soumises à un taux d'imposition de 50 %. Le Groupe ENGIE est principalement impacté au titre des 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 94 € / MWh et les centrales à gaz (capacité de 1,4 GW) soumises à un plafond de 42€ / MWh sur le *clean spark spread*.

Des progrès significatifs réalisés sur les objectifs ESG clés

En 2023, les émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'énergie se sont élevées à 52 millions de tonnes, en forte baisse de 54 % par rapport à 2017. Ce résultat représente 78 % de l'objectif de réduction pour atteindre 43 millions de tonnes à 2030 par rapport à 2017. Au-delà des leviers structurels de décarbonation, cette performance meilleure qu'anticipée résulte également d'un taux d'utilisation plus faible des centrales à gaz en Europe sous l'effet combiné de températures douces et de la normalisation des conditions de marché.

Par ailleurs, la part des énergies renouvelables dans la capacité totale de production d'électricité d'ENGIE est passée de 38 % à fin 2022 à 41 % à fin décembre 2023, principalement grâce à l'ajout de 3,9 GW de capacités renouvelables sur l'ensemble de l'année.

Concernant les objectifs de diversité de genre, ENGIE comptait 31 % de femmes au sein du management à fin 2023, un chiffre une nouvelle fois en hausse par rapport à l'année précédente. Le Groupe poursuit les plans d'actions mis en œuvre afin d'atteindre un objectif d'équilibre managérial de 40 % à 60 % entre les femmes et les hommes.

Enfin, Moody's a évalué le plan de transition du Groupe et donné une note globale NZ-2, avec une ambition alignée avec une trajectoire 1.5°C à horizon 2030 et un niveau « solide » sur l'implémentation des objectifs.

Santé et sécurité

En 2023, ENGIE a pris un tournant majeur avec à la mise en œuvre d'un plan de transformation global, ENGIE One Safety, visant à éliminer durablement les accidents graves et mortels. Ce plan renforce notre gouvernance et notre surveillance, en plus de porter un programme ambitieux d'engagement et de communication. Malgré le déploiement du plan de transformation, six personnes ont perdu la vie alors qu'elles travaillaient pour le Groupe ou ses sous-traitants. L'objectif de zéro fatalité sera au centre des priorités en 2024. Par ailleurs, ENGIE a poursuivi l'amélioration de la prévention des accidents avec arrêt de travail avec un taux de fréquence de ces accidents de 1,8 fin 2023 contre 2,0 fin 2022.

Revue des données de l'année 2023

Le **chiffre d'affaires** s'est établi à 82,6 milliards d'euros, en baisse de 12,0 % en brut et 11,4 % en organique. L'**EBITDA** hors nucléaire s'est établi à 13,7 milliards d'euros, en hausse brute de 12,5 % et de 12,7 % en organique.

L'**EBIT** hors nucléaire, qui s'est élevé à 9,5 milliards d'euros, a enregistré une hausse brute de 18,2 % et de 18,3 % en organique.

- Taux de change : un effet net de -26 millions d'euros, principalement dû à la dépréciation du dollar américain et de la livre sterling en partie compensée par l'appréciation du réal brésilien et du dollar australien.
- Variations de périmètre : effet net de +31 millions d'euros.
- Températures en France : par rapport à la normale, l'effet température normatif est négatif de 182 millions d'euros, générant une variation positive totale de 7 millions d'euros par rapport à 2022 dans les Infrastructures, le *Retail* et les activités GEMS.

Contribution des activités à l'EBIT ; croissance principalement portée par GEMS, Renouvelables et Retail

En millions d'euros	31 décembre 2023	31 décembre 2022	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique	dont effet temp, normatif (France) vs, 2022
Renouvelables	2 005	1 627	+23,2%	+19,5%	
Infrastructures	2 265	2 371	-4,5%	-4,5%	+10
Energy Solutions	386	523	-26,2%	-26,2%	
Flex Gen	1 513	1 768	-14,4%	-11,8%	
Retail	569	(6)	-	-	+8
Autres	2 741	1 736	+57,9%	+57,7%	+2
<i>dont GEMS</i>	3 551	2 618	+35,7%	+35,6%	+2
EBIT hors nucléaire	9 479	8 019	+18,2%	+18,3%	+20
Nucléaire	605	1 026	-41,0%	-41,0%	
EBIT	10 084	9 045	+11,5%	+11,5%	+20

Renouvelables : forte croissance portée principalement par la contribution des actifs nouvellement mis en service ainsi que des prix captés et des volumes plus élevés en Europe

En millions d'euros	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique
EBIT	2 005	1 627	+23,2%	+19,5%
Capex totaux	4 130	3 333	+23,9%	
CNR – prix captés (€/MWh) ⁵	100	60	+66,7%	
Marges DBSO (contribution EBIT)	19	102	-81,3%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Mises en service (GW à 100%)	3,9	3,9		
Volumes hydro - France (TWh à 100%)	14,6	12,8	+1,8	

L'EBIT des Renouvelables a enregistré une croissance organique de 19,5 % portée par la contribution des nouvelles capacités mises en service (+167 millions d'euros) notamment aux Etats-Unis, en Europe et en Amérique latine et un effet volume positif (+112 millions d'euros) dû principalement à une meilleure hydrologie en France et au Portugal. La croissance de l'EBIT a également bénéficié d'un effet prix positif (+75 millions d'euros), les prix captés plus élevés pour les activités hydroélectriques en France et l'effet de comparaison favorable lié aux rachats d'hydroélectricité en 2022, partiellement compensé par la hausse des taxes sur la production hydroélectrique en France. Ces effets positifs ont largement compensé l'impact de la baisse des marges de DBSO en 2023 (- 83 millions d'euros).



Infrastructures : baisse des volumes distribués et hausse des coûts de l'énergie en France partiellement compensées par la croissance à l'international

En millions d'euros	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique
EBITDA	4 151	4 212	-1,5%	-1,3%
EBIT	2 265	2 371	-4,5%	-4,5%
Capex totaux	2 173	2 321	-6,4%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température normatif (EBIT- France)	(129)	(139) ⁶	+10	
Compteurs communicants (m)	11,3	10,9	+0,4	

L'EBIT des Infrastructures a baissé de 4,5 % en organique en raison de la baisse des volumes distribués liée principalement à la sobriété énergétique ainsi que de l'augmentation des coûts de l'énergie et des frais de personnel due à l'inflation. Une partie de ce retard sera rattrapée au cours de la nouvelle période de régulation. Ces effets ont été partiellement compensés par une hausse des tarifs en France, en Allemagne et en Roumanie, par des revenus additionnels des capacités souscrites pour le transit de gaz entre la France et l'Allemagne, ainsi que par un environnement favorable pour les activités de stockage au Royaume-Uni et en Allemagne. En dehors de l'Europe, l'EBIT a augmenté de 22% organiquement principalement grâce à la mise en service complète des lignes de transmission de Novo Estado au Brésil et à la bonne performance de TAG.

Energy Solutions : impacté par des one-offs, en partie compensés par une meilleure performance des autres activités

En millions d'euros	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique
Chiffre d'affaires	11 033	11 441	-3,6%	-2,8%
EBIT	386	523	-26,2%	-26,2%
Capex totaux	1 102	864	+27,5%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Cap. installée infra. décentralisées (GW)	25,3	24,9	+0,4	
Marge d'EBIT (hors one-off)	5,2%	4,6%	+63pb	
Marge d'EBIT	3,5%	4,6%	-107pb	
Backlog - concessions en France (Md€)	21,3	19,8	+1,5	

Les activités d'Energy Solutions ont enregistré une baisse organique de leur EBIT de 26,2 % en raison de deux one-offs : des dépassements de coûts dans la construction de deux unités de cogénération aux Etats-Unis (150 millions d'euros) et la reconnaissance d'un impôt différé sur Tabreed (38 millions d'euros) à la suite de l'introduction d'un impôt sur les revenus dans les Émirats Arabes Unis en 2023. En excluant ces one-offs, l'EBIT est ressorti en hausse organique de 10 %. Dans les réseaux énergétiques locaux et l'activité de production d'énergie sur site la croissance est portée par la performance opérationnelle, une contribution plus élevée des actifs de cogénération en France et les nouvelles mises en service. Ces éléments ont permis de compenser l'impact négatif des grèves en France au premier semestre 2023 et la baisse des marges de DBSO dans le solaire aux États-Unis à la suite d'un changement de business model vers une intégration globale. Dans le développement des activités d'efficacité énergétique, la croissance de l'EBIT s'explique par l'optimisation des contrats et une plus grande sélectivité.



Flex Gen : normalisation des conditions de marché en Europe en partie compensée par des effets de comparaison favorables et la reprise au Chili

En millions d'euros	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique
EBITDA	1 929	2 235	-13,7%	-11,2%
EBIT	1 513	1 768	-14,4%	-11,8%
Indicateurs de performance opérationnelle				
CSS moyen capté en Europe (€/MWh)	37	28	+30%	
Capacités (GW à 100%)	59,0	59,5	-0,5	

L'EBIT des activités *Flex Gen* a enregistré une baisse organique de 11,8 %. Cette diminution s'explique principalement par un effet prix négatif (-377 millions d'euros) en raison de la moindre utilisation des actifs en Europe à la suite de la normalisation des conditions de marché, en partie compensée par l'amélioration au Chili (réduction des positions courtes et baisse des prix d'approvisionnement). L'EBIT a également été pénalisé par la baisse des services auxiliaires qui étaient à des niveaux très élevés en 2022. Par ailleurs, l'EBIT a bénéficié de deux effets de comparaison favorables le Groupe ayant été impacté par une taxe exceptionnelle en Italie au premier semestre 2022 et par un coût plus élevé des indisponibilités non planifiées pour les actifs gaziers en France l'an passé.

Retail : bonne performance due à des marges élevées et l'optimisation du portefeuille de couverture

En millions d'euros	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique
EBITDA	821	259		
EBIT	569	(6)		
Effet température normatif (EBIT-France)	(45)	(53)	+8	

L'EBIT des activités de *Retail* s'est élevé à 569 millions d'euros en 2023 contre -6 millions d'euros en 2022. La croissance organique de l'EBIT a été portée principalement par un effet prix positif dû à l'optimisation du portefeuille de couverture entraînant des marges plus élevées et par des effets de *timing* sur l'approvisionnement. Ces effets positifs ont été compensés en partie par un hiver doux et la sobriété des clients entraînant une position longue vendue à des prix bas en 2023 comparée à une position longue qui était vendue à des prix élevés en 2022.

Activités « Autres » : contribution significative de GEMS

L'EBIT de GEMS s'est élevé à 3 551 millions d'euros, en hausse organique de 933 millions d'euros portée par plusieurs effets au premier semestre:

- un impact négatif au premier semestre 2022 lié aux contrats Gazprom relatif au risque d'interruption physique de fourniture de gaz, qui ne s'est pas répété en 2023,
- la forte performance des activités d'*energy management* en Europe qui bénéficient toujours de bonnes conditions de marché, même si elles sont moins favorables qu'en 2022,
- une normalisation graduelle des conditions de marché conduisant au relâchement des réserves de marché,
- la bonne tenue des activités *BtoB*, dans un contexte de marché qui permet la pleine valorisation du coût du risque,
- la poursuite de l'effet des contrats signés en 2022 à des conditions favorables qui se matérialisent à la date de livraison.

La contribution de GEMS au second semestre a diminué significativement par rapport à l'an passé, comme attendu, en raison d'une base de comparaison très élevée, de la réduction des volumes et des marges depuis cet été, du renversement des effets de *timing* au second semestre ainsi que de la contribution des contrats



signés en 2022 à des niveaux de marge élevée se matérialisant à la date de livraison et qui ont été étalés dans le temps. En dehors des effets de timing et de variation des réserves techniques, la performance opérationnelle de GEMS au second semestre reste à un niveau significativement supérieur à celle des années antérieures à la crise.

Par ailleurs, le 26 décembre 2023, le Cordis a rendu sa décision n° 01-40-23 qui est publiée en intégralité en annexe du présent communiqué, conformément à l'article 5 de cette décision.

Nucléaire : augmentation des taxes et impact net du démantèlement compensés en partie par une hausse des prix capturés et une meilleure disponibilité

En millions d'euros	31 Dec 2023	31 Dec 2022	Δ 2023/22 brute	Δ 2023/22 organique
EBITDA	1 285	1 510	-14,9%	-14,9%
EBIT	605	1 026	-41,0%	-41,0%
Capex totaux	174	229	-24,0%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (BE + FR, @ share, TWh)	32.0	42.1	-24%	
Disponibilité (Belgium à 100%)	88,8%	83,6%	+520 pb	

L'EBIT de l'activité nucléaire est ressorti en baisse organique de 41,0%. L'EBIT a été impacté par l'arrêt progressif des deux réacteurs Doel 3 en septembre 2022 et Tihange 2 en février 2023 (-538 millions d'euros), par la taxe inframarginale nucléaire et les taxes nucléaires en Belgique (-333 millions d'euros) ainsi que par la hausse de la charge d'amortissement liée à l'augmentation des actifs de démantèlement à la suite de la révision triennale de la CPN. Ces effets négatifs ont été partiellement compensés par un effet volume positif (+425 millions d'euros) grâce à un taux de disponibilité plus élevé que l'an passé de 88,8 % sur les actifs belges et par l'augmentation des prix capturés (+363 millions d'euros).

Résultat net récurrent part du Groupe de 5,4 milliards d'euros Résultat net part du Groupe de 2,2 milliards d'euros

En milliards d'euros	2023
RNRpg	5,4
MtM des commodités	2,4
Pertes de valeur	(1,3)
Coûts de restructuration	(0,0)
Résultat financier non récurrent	(0,2)
Impôt non récurrent	0,9
Autres ⁷	(5,0)
RNpg	2,2

Le résultat net récurrent part du Groupe s'est élevé à 5,4 milliards d'euros contre 5,2 milliards d'euros en 2022.

Le résultat net part du Groupe s'est élevé à 2,2 milliards d'euros. L'augmentation de 2,4 milliards d'euros lié à l'impact positif du *mark-to-market* sur les contrats de commodité compense partiellement l'effet négatif des provisions nucléaires suite à l'accord signé avec l'État belge.

Les pertes de valeur de 1,3 milliard d'euros comptabilisées en 2023 sont liées à la poursuite du programme de sortie du charbon au Chili et à des actifs éoliens et solaires aux Etats-Unis.



Un bilan et une situation de liquidité solides

Le **Cash Flow From Operations** s'élève à 13,1 milliards d'euros, en hausse de 5,1 milliards d'euros par rapport à 2022. Cette progression est principalement soutenue par l'amélioration de la variation du besoin en fonds de roulement (+ 2,8 milliards d'euros).

Le **besoin en fonds de roulement** est positif à hauteur de 0,4 milliard d'euros, avec une variation positive d'une année sur l'autre de 2,8 milliards d'euros, principalement due à des effets de prix liés au retrait de gaz à des prix plus élevés (+ 3,9 milliards d'euros), des factures à émettre (+ 3,5 milliards d'euros), des appels de marge (+1,3 milliard d'euros) et à l'effet timing positif net sur les boucliers tarifaires (+ 0,9 milliard d'euros) partiellement compensés par l'impact des reprises de réserves de marché chez GEMS (- 2,2 milliards d'euros) qui est neutre sur le CFFO, l'impact négatif sur les créances clients nettes (- 1,9 milliard d'euros) et sur le nucléaire (- 2,1 milliards d'euros).

Le Groupe a maintenu un niveau de liquidité élevé qui s'est établi à 23,6 milliards d'euros au 31 décembre 2023, dont 17,0 milliards d'euros de disponibilités⁸.

La **dette financière nette** s'est établie à 29,5 milliards d'euros, en hausse de 5,4 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2022.

Cette hausse est principalement liée :

- à des dépenses d'investissements sur la période de 10,6 milliards d'euros,
- à des versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle (4,1 milliards d'euros),
- au financement et dépenses encourues dans le cadre de la sortie du nucléaire⁹ en Belgique pour 3,4 milliards d'euros,
- à divers autres éléments, à hauteur de 0,7 milliard d'euros

Ces éléments ont été compensés par :

- des *Cash Flow From Operations* de 13,1 milliards d'euros,
- des cessions de 0,3 milliard d'euros.

La **dette nette économique** s'est élevée à 46,5 milliards d'euros, en hausse de 7,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2022, principalement en raison de l'augmentation des provisions pour obligations de mise hors service (+ 5,2 milliards d'euros, principalement l'augmentation des provisions nucléaires suite à l'accord conclu avec l'État belge), de la hausse de la dette financière nette (+5,4 milliards d'euros), en partie compensé par la variation des dépenses relatives au nucléaire (- 3,4 milliards d'euros).

Le **ratio dette nette économique / EBITDA** s'élève à 3,1x, un niveau stable par rapport au 31 décembre 2022 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

Le 23 novembre 2023, 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 13 juillet 2023, Moody's a confirmé sa note Baa1/P-2 pour les engagements financiers non garantis de premier rang, avec une perspective stable.

Le 18 juillet 2023, Fitch a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à A- et a confirmé sa notation court terme F1, avec une perspective stable.



Allocation du capital et performance à moyen terme

Capex

ENGIE confirme son objectif de 22 à 25 milliards d'euros de Capex de croissance entre 2023 et 2025 et prévoit d'investir un montant similaire en moyenne annuelle en 2026. L'allocation du capital est basée sur une discipline stricte respectant des critères financiers et ESG.

Performance

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 d'environ 200 millions d'euros par an sur la période 2024-26.

Cessions

Après avoir conduit son recentrage avec succès avec 11 milliards d'euros de cessions réalisées sur la période 2021-2022, le Groupe a réduit de manière significative le montant des cessions en 2023 (0,3 milliard d'euros). ENGIE devrait continuer à avoir une rotation limitée de son portefeuille jusqu'en 2026, avec des cessions estimées à moins de 1 milliard d'euros en moyenne par an.

Evolution de l'EBIT

ENGIE prévoit un EBIT hors nucléaire compris entre 8,2 et 9,2 milliards d'euros en 2026 comparé à 9,5 milliards d'euros en 2023 et 5,2 milliards d'euros en 2021. La contribution attendue des investissements (entre +1,6 et 2,0 milliards d'euros) et de la performance (entre + 0,5 et + 0,7 milliard d'euros) devrait être compensée par les effets prix et volatilité pour un montant compris entre -2,9 et -3,5 milliards d'euros et d'autres effets, tels que les taux de change, le périmètre ou le climat.

Le taux de croissance annuel moyen de l'EBIT hors nucléaire entre 2021 et 2026 devrait se situer entre 10 % et 12 %.

Principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT entre 2024 et 2026 par activité

	Facteurs d'évolution attendus
Renouvelables	Croissance portée par les capacités nouvellement mises en service, baisse des prix captés
Infrastructures	Tarifs régulés reflétant l'inflation, mécanisme de rattrapage des coûts et de revenus en France de la période précédente, nouveaux investissements
Energy Solutions	Contribution des investissements, amélioration de la performance opérationnelle, <i>one-off</i> négatifs en 2023
Flex Gen	Normalisation des prix et de la volatilité, plan de décarbonation, partiellement compensé par l'accélération dans les batteries
Retail	Gestion et optimisation du portefeuille, base de comparaison élevée en 2023
GEMS	Normalisation des prix et de la volatilité
Nucléaire	Fermeture des centrales en 2025, impact du LTO à partir de 2026

La présentation de la conférence téléphonique investisseurs sur les résultats 2023 est disponible sur le site internet du Groupe [Résultats financiers 2023 \(engie.com\)](https://www.engie.com/fr/resultats-financiers-2023)



Evènements à venir

30 avril 2024	Assemblée générale des actionnaires
6 mai 2024	Païement du dividende
17 mai 2024	Publication des informations financières du 1 ^{er} trimestre 2024
2 août 2024	Publication des résultats du premier semestre 2024

Notes de bas de page

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

² Résultat net récurrent, part du Groupe

³ Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (*Develop, Build, Share & Operate*), du schéma de *tax equity* et incluant la dette nette acquise

⁴ Conditionnés, notamment, à l'approbation par la Commission Européenne au titre des aides d'état et à l'adoption de modifications législatives relatives au cadre juridique et réglementaire nucléaire belge

⁵ Avant la taxe spécifique sur production hydroélectrique de la CNR

⁶ En prenant en compte ~8€/MWh vs ~7€/MWh publié en 2022

⁷ Résultat financier non récurrent (principalement impacté par la provision nucléaire sur la gestion des déchets suite à l'accord avec l'État belge)

⁸ Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires

⁹ Les flux de financement relatifs à Synatom étaient précédemment comptabilisés dans les Capex bruts et les dépenses de gestion des déchets/démantèlement en *CFFO*



Avertissement important

Les agrégats présentés sont ceux habituellement utilisés et communiqués aux marchés par ENGIE. La présente communication contient des informations et des déclarations prospectives. Ces déclarations comprennent des projections financières et des estimations ainsi que les hypothèses sur lesquelles celles-ci reposent, des déclarations portant sur des projets, des objectifs et des attentes concernant des opérations, des produits ou des services futurs ou les performances futures. Bien que la direction d'ENGIE estime que ces déclarations prospectives sont raisonnables, les investisseurs et les porteurs de titres ENGIE sont alertés sur le fait que ces informations et déclarations prospectives sont soumises à de nombreux risques et incertitudes, difficilement prévisibles et généralement en dehors du contrôle d'ENGIE qui peuvent impliquer que les résultats et développements attendus diffèrent significativement de ceux qui sont exprimés, induits ou prévus dans les déclarations et informations prospectives. Ces risques comprennent ceux qui sont développés ou identifiés dans les documents publics déposés par ENGIE auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), y compris ceux énumérés sous la section « Facteurs de Risque » du document de référence d'ENGIE (ex GDF SUEZ) enregistré auprès de l'AMF le 9 mars 2023 sous le numéro D.23-0082. L'attention des investisseurs et des porteurs de titres ENGIE est attirée sur le fait que la réalisation de tout ou partie de ces risques est susceptible d'avoir un effet défavorable significatif sur ENGIE.

À propos d'ENGIE

ENGIE est un groupe mondial de référence dans l'énergie bas carbone et les services. Avec ses 97 000 collaborateurs, ses clients, ses partenaires et ses parties prenantes, le Groupe est engagé chaque jour pour accélérer la transition vers un monde neutre en carbone, grâce à des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Guidé par sa raison d'être, ENGIE concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète en s'appuyant sur ses métiers clés (gaz, énergies renouvelables, services) pour proposer des solutions compétitives à ses clients.

Chiffre d'affaires en 2023 : 82,6 milliards d'euros. Coté à Paris et Bruxelles (ENGI), le Groupe est représenté dans les principaux indices financiers (CAC 40, Euronext 100, FTSE Euro 100, MSCI Europe) et extra-financiers (DJSI World, Euronext Vigeo Eiris - Europe 120 / France 20, MSCI EMU ESG screened, MSCI EUROPE ESG Universal Select, Stoxx Europe 600 ESG-X).

Contact presse Groupe ENGIE :

Tél. France : +33 (0)1 44 22 24 35

Courrier électronique : engiepress@engie.com

Contact relations investisseurs :

Tél. : +33 (0)1 44 22 66 29

Courrier électronique : ir@engie.com

ANNEXE 1: États financiers

Bilan

Actifs	31 déc.	31 déc.
(en milliards d'euros)	2022	2023
ACTIFS NON COURANTS	131,5	119,0
ACTIFS COURANTS	104,0	75,6
<i>dont trésorerie et équivalents de trésorerie</i>	15,6	16,6
TOTAL	235,5	194,6

Passifs & Capitaux propres	31 déc.	31 déc.
(en milliards d'euros)	2022	2023
Capitaux propres, part du Groupe	34,3	30,1
Participations ne donnant pas le contrôle	5,0	5,7
TOTAL CAPITAUX PROPRES	39,3	35,7
Provisions	27,0	32,6
Dettes financières	40,6	47,3
Autres passifs	128,6	79,0
TOTAL	235,5	194,6

Compte de résultat

<i>En millions d'euros</i>	2022	2023
CHIFFRE D'AFFAIRES	93 865	82 565
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(74 535)	(56 992)
Charges de personnel	(8 078)	(8 149)
Amortissements, dépréciations et provisions	(5 187)	(4 911)
Impôts et taxes	(3 380)	(2 627)
Autres produits opérationnels	1 624	1 541
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	4 309	11 427
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	1 059	1 066
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	5 367	12 493
Pertes de valeur	(2 774)	(1 318)
Restructurations	(230)	(47)
Effets de périmètre	91	(85)
Autres éléments non récurrents	(1 328)	(4 945)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	1 127	6 098
Charges financières	(3 700)	(3 340)
Produits financiers	697	1 177
RÉSULTAT FINANCIER	(3 003)	(2 163)
Impôt sur les bénéfices	83	(1 031)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	(1 793)	2 903
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	2 183	-
RÉSULTAT NET	390	2 903
Résultat net part du Groupe	216	2 208
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	173	695



Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2022	2023
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT AVANT RESULTAT FINANCIER ET IMPOT	12 415	14 407
Impôt décaissé	(1 504)	(1 687)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 424)	397
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	8 488	13 117
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	98	0
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	8 586	13 117
Investissements nets corporels et incorporels	(6 207)	(7 206)
Investissements financiers	(521)	(3 304)
Cessions et autres flux d'investissement	5 560	(1 308)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	(1 167)	(11 818)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	(3 123)	0
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(4 290)	(11 818)
Dividendes payés	(2 665)	(4 067)
Solde du remboursement de la dette/nouvelle dette	(2 303)	4 046
Intérêts nets payés sur les activités financières	(628)	(489)
Augmentation de capital/émission d'hybrides	(259)	200
Autres flux de financement	(143)	92
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	(5 997)	(218)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	3 019	0
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(2 979)	(218)
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies	356	(73)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies	7	0
Effet des variations de change et divers	363	(73)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	1 680	1 008
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE	13 890	15 570
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE	15 570	16 578

ANNEXE 2 : CHIFFRE D'AFFAIRES CONTRIBUTIF PAR ACTIVITE

Le chiffre d'affaires, à 82,6 milliards d'euros, a diminué de 12,0 % en brut et de 11,4 % en organique,

Chiffre d'affaires contributif, après élimination des opérations intragroupes :

Chiffre d'affaires <i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2023	31 décembre 2022	Variation brute	Variation organique
Renouvelables	5 512	6 216	-11,3%	-13,0%
Infrastructures	6 873	6 961	-1,3%	+0,1%
Energy Solutions	11 033	11 441	-3,6%	-2,8%
Flex Gen	5 264	7 126	-26,1%	-24,5%
Retail	16 443	16 810	-2,2%	-1,6%
Autres	37 322	45 277	-17,6%	-17,0%
<i>dont GEMS</i>	37 221	45 137	-17,5%	-16,9%
ENGIE hors nucléaire	82 447	93 830	-12,1%	-11,5%
Nucléaire	118	35	+237,6%	+237,6%
ENGIE	82 565	93 865	-12,0%	-11,4%

Le chiffre d'affaires des **Renouvelables** s'est élevé à 5 512 millions d'euros, soit - 11,3 % en brut et - 13,0 % en organique. En organique, le chiffre d'affaires a baissé principalement en Europe, notamment en France, en raison de la baisse des prix spot par rapport à l'an passé.

Le chiffre d'affaires des **Infrastructures** s'est élevé à 6 873 millions d'euros, soit - 1,3 % en brut et + 0,1 % en organique. La diminution brute a inclus des effets de change positifs principalement en Amérique latine et des effets de périmètre en Argentine. En organique, le chiffre d'affaires a augmenté grâce aux enchères de capacités de transport de gaz, à un marché favorable pour les activités de stockage en Allemagne et au Royaume-Uni et la mise en service complète des lignes de transmission de Novo Estado au Brésil, partiellement compensés par la baisse des volumes distribués dans la distribution française.

Le chiffre d'affaires d'**Energy Solutions** s'est élevé à 11 033 millions d'euros, - 3,6 % en brut et -2,8 % en organique. La diminution brute intègre des effets de périmètre en France. En organique, la baisse du prix des commodités a impacté négativement le chiffre d'affaires en France.

Le chiffre d'affaires de **Flex Gen** s'est élevé à 5 264 millions d'euros, - 26,1 % en brut et -24,5 % en organique. L'impact des taux de change s'est élevé à -98 millions d'euros, principalement au Pakistan et au Chili. La variation organique s'explique par l'Europe, principalement en raison de la baisse des services ancillaires et des *spreads* dans un marché qui se normalise. En Amérique latine, le chiffre d'affaires a progressé en raison de l'indexation des contrats PPA au Chili et de la hausse de la production et des prix au Pérou.

Le chiffre d'affaires de **Retail** s'est élevé à 16 443 millions d'euros, - 2,2 % en brute et -1,6 % en organique. L'impact des taux de change s'est élevé à -93 millions d'euros, principalement en Australie. En organique, la baisse est principalement liée à la baisse des volumes de gaz et d'électricité en raison de la sobriété et de la diminution du portefeuille de gaz, en partie compensée par l'augmentation des contrats d'électricité et un prix moyen plus élevé du portefeuille.

Le chiffre d'affaires des activités « **Autres** » s'est élevé à 37 332 millions d'euros. La baisse par rapport à l'année dernière est principalement liée à GEMS, essentiellement impactée par la baisse nette des prix des commodités et la baisse des volumes livrés.

Le chiffre d'affaires du **Nucléaire** a été non significatif après élimination des opérations intragroupes.

ANNEXE 3 : MATRICE DE L'EBIT

2023 <i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du nord	AMEA	Autres	Total
Renouvelables	574	282	925	216	34	(27)	2 005
Infrastructures	1 415	64	800	(5)		(9)	2 265
Energy Solutions	343	190	(1)	(142)	24	(27)	386
Flex Gen		891	202	35	419	(34)	1 513
Retail	380	145			64	(20)	569
Autres	32	1	1	(9)		2 716	2 741
<i>dont GEMS</i>	32					3 519	3 551
ENGIE hors nucléaire	2 744	1 573	1 927	96	541	2 599	9 479
Nucléaire		605					605
ENGIE	2 744	2 178	1 927	96	541	2 599	10 084

2022 <i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du nord	AMEA	Autres	Total
Renouvelables	368	318	796	172	9	(36)	1 627
Infrastructures	1 700	24	658	(3)		(8)	2 371
Energy Solutions	311	148	(5)	23	58	(11)	523
Flex Gen		1 278	50	44	417	(22)	1 768
Retail	(164)	115	6		49	(12)	(6)
Autres	(1)	(16)		(11)		1 763	1 736
<i>dont GEMS</i>	(1)					2 618	2 618
ENGIE hors nucléaire	2 214	1 867	1 506	226	532	1 674	8 019
Nucléaire		1 026					1 026
ENGIE	2 214	2 893	1 506	226	532	1 674	9 045



ANNEXE 4 : GUIDANCE 2024-2026 - PRINCIPALES HYPOTHESES ET INDICATIONS

- Guidance et indications sur la base des activités poursuivies
- Absence de changement de méthode comptable
- Absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique
- Rente inframarginale basée sur les textes légaux en vigueur
- Prise en compte de la revue réglementaire dans les infrastructures en France pour la période 2024 - 2027
- Répercussion complète des coûts d'approvisionnement de la fourniture d'énergie *BtoC* en France
- Température moyenne en France
- Production hydraulique, éolienne et solaire moyennes
- Taux de change moyen :
 - € / USD: 1,11 en 2024, 1,13 en 2025 et 1,15 en 2026
 - € / BRL: 5,34 sur 2024 - 2026
- Nucléaire en Belgique : taux de disponibilité des centrales d'environ 92 % en 2024 et 94 % en 2025 – sur la base de disponibilité telle que publiée sur REMIT au 01/01/2024, hors LTO
- Contingences pour les activités Nucléaires en Belgique de 0,2 milliard d'euros en 2024 et 0,1 milliard en 2025
- Prix des commodités au 29 décembre 2023
- Résultat financier net récurrent de (2,5) – (2,8) milliards d'euros sur la période 2024 - 2026
- Taux récurrent effectif d'imposition : 25-27 % sur la période 2024 - 2026



ANNEXE 5 : Evolution indicative de l'EBIT par activité sur la période 2024-2026

FY 2023
MEDIUM-TERM OUTLOOK

2024-26 MAIN EBIT DRIVERS

2021	2023	Activity	Expectations for main EBIT evolution drivers	vs. 2021 ¹	vs. 2023 ¹	2026
EBIT excl. Nuclear €5.2bn	EBIT excl. Nuclear €9.5bn	RENEWABLES	Investments contribution, lower prices	++	+	EBIT excl. Nuclear indication €8.2bn to €9.2bn
		NETWORKS	Regulated tariffs reflecting inflation, cost & revenue clawback from prev. period in France, new investments	++	++	
		ENERGY SOLUTIONS	Investments contribution, continued improvement of performance, negative one-offs in 2023	=+	+	
		FLEX GEN	Prices & volatility normalization, lower thermal volumes partially offset by acceleration in batteries	=-	-	
		RETAIL	Portfolio management and optimization, high comparison basis in 2023	=+	=-	
		GEMS	Normalization of prices and volatility	++	- - - -	
		NUCLEAR	Plant shutdowns and LTO impact from 2026	-	-	

1. Convention: each "+" sign amounts to c. €+500m, each "-" sign amounts to c. €-500m, "=" sign amounts to a variation between 0m and +250m, "=-" sign amounts to a variation between -250m to 0m



ANNEXE 6 : CORDIS

DÉCISION DU CORDIS

N° 01-40-23

Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie du 26 décembre 2023 à l'égard de la société Engie

Avertissement :
Le présent document est un document public.
Les données et informations protégées par la loi sont présentées de la manière suivante : [SDA]

Une saisine du comité de règlement des différends et des sanctions (le « CoRDIS » ou le « comité ») a été introduite par la présidente de la Commission de régulation de l'énergie (la « CRE ») et enregistrée le 27 janvier 2023, sous le numéro 01-40-23, à l'encontre de la société Engie.

Elle est relative à la méconnaissance, par la société Engie (« Engie »), du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (le « règlement REMIT »).

*

1. Procédure suivie par la Commission de régulation de l'énergie

1.1. Demande d'informations

Dans le cadre de sa mission de surveillance prévue à l'article L. 131-2 du code de l'énergie¹, le directeur général de la CRE a adressé, le 6 juillet 2020, à la directrice générale de la société Engie, une demande d'informations relatives à des publications sur le site de transparence de la société « Réseau de transport d'électricité » (« RTE »), durant l'année 2019, concernant des indisponibilités planifiées et fortuites de certaines des entités de production d'électricité exploitées en France métropolitaine par la société Engie.

Par une lettre du 2 septembre 2020, Mme L. K., directrice juridique de l'entité Global Energy Management au sein d'Engie et M. L. C., directeur des risques de l'entité Global Energy Management au sein d'Engie, ont transmis des éléments de réponse.

1.2. Ouverture d'une enquête

Les informations transmises par la société Engie ont conduit la CRE à ouvrir une enquête en application de l'article L. 135-3 du code de l'énergie², afin de déterminer si la société Engie et sa filiale Engie Global Markets (« EGM ») s'étaient livrées, entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 décembre 2020, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions des articles 3 et 4 du règlement REMIT.

¹ Aux termes du premier alinéa de l'article L. 131-2 du code de l'énergie : « La Commission de régulation de l'énergie surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières ».

² Aux termes de l'article L. 135-3 du code de l'énergie : « Les agents de la Commission de régulation de l'énergie habilités à cet effet par le président procèdent aux enquêtes nécessaires pour l'accomplissement des missions confiées à la commission ».

Par une lettre du 18 mars 2021, le président de la CRE a informé la société Engie de l'ouverture d'une enquête (référéncée « CRE-03-2021-ON ») et de la désignation de M. Ouili Nana en tant qu'agent enquêteur.

1.3. Demandes de l'agent enquêteur

Par une lettre du 25 juin 2021, l'agent enquêteur a envoyé une première demande d'informations concernant notamment l'organisation des activités d'optimisation et de couverture d'Engie et d'EGM, l'ensemble des ordres transmis par Engie à EGM relatifs au marché de l'électricité émis entre le 1^{er} janvier 2019 et 31 décembre 2020 avec une maturité inférieure à une semaine, les procédures internes mises en œuvre par Engie afin de garantir la conformité de son activité de *trading* avec le règlement REMIT, les centrales de production qu'elle exploitait et les publications relatives à des indisponibilités.

Par une lettre du 30 septembre 2021, Mme K. a répondu, pour le compte d'Engie, à la première demande d'informations.

Par une lettre du 18 janvier 2022, l'agent enquêteur a envoyé une deuxième demande d'informations concernant l'activité de négoce d'Engie ainsi que certaines indisponibilités d'installations de production.

Par une lettre du 18 février 2022, Mme K. a répondu, pour le compte d'Engie, à la seconde demande d'informations.

1.4. Notification d'un procès-verbal

Le 10 octobre 2022, l'agent-enquêteur a établi le procès-verbal n° CRE-03-2021-ON, en application de l'article L. 135-12 du code de l'énergie³.

Ce procès-verbal expose, tout d'abord, la procédure suivie par la CRE, les faits à l'origine de l'ouverture de l'enquête, le périmètre de cette dernière (entités, période et marchés visés) et des éléments relatifs notamment à l'organisation et aux activités d'Engie et d'EGM ainsi qu'aux procédures internes de ces deux sociétés en lien avec les articles 3 et 4 du règlement REMIT.

Le procès-verbal présente, ensuite, une analyse approfondie de l'objet de l'enquête, centrée sur la période allant de janvier 2019 à décembre 2020, au regard du comportement d'Engie et d'EGM et des réponses apportées par ces sociétés. Il centre son analyse sur huit occurrences, définies par le couple « unité de production/durée de l'indisponibilité », réparties sur sept journées, concernant les centrales « DK6 » et « Cycofos ».

Au terme de cette analyse, le procès-verbal conclut que :

- « 1. la société ENGIE a méconnu les dispositions de l'article 4(1) du REMIT en (i) publiant hors du temps utile des informations privilégiées à neuf (9) reprises, (ii) en publiant de manière non effective des informations privilégiées à sept (7) reprises, (iii) en publiant hors du temps utile et de manière non effective à une (1) reprise, et (iv) en ne publiant pas d'informations privilégiées en sa possession à six (6) reprises.

Concernant les publications identifiées et caractérisées par un retard, la société ENGIE, alors qu'elle détenait une information privilégiée, ne l'a pas publié en temps utile à cinq (5) reprises, l'a publié de manière non effective à deux (2) reprises, et l'a publié hors du temps utile et de manière non effective à une (1) reprise.

En complément des publications identifiées comme caractérisées par un retard, la société ENGIE, alors qu'elle détenait une information privilégiée, ne l'a pas publiée en temps utile à quatre (4) reprises, ne l'a pas publié de manière effective à cinq (5) reprises, et ne l'a pas publiée à six (6) reprises.

2. la société ENGIE a méconnu les dispositions de l'article 3 sur l'interdiction des opérations d'initiés ; et ce à deux (2) reprises.

La société ENGIE a manqué à une (1) reprise aux dispositions de l'article 3(i)(a) en effectuant des opérations de négoce sur la base d'une information privilégiée.

³ L'article L. 135-12 du code de l'énergie dispose que : « Lorsque le président de la Commission de régulation de l'énergie saisit le comité de règlement des différends et des sanctions d'une demande de sanction pour les manquements mentionnés aux articles L. 134-25, L. 134-26, L. 134-28 et L. 134-29, ces manquements sont préalablement constatés par les agents mentionnés à l'article L. 135-3. / Ces manquements font l'objet de procès-verbaux qui, ainsi que les sanctions maximales encourues, sont notifiés à la ou aux personnes concernées et communiqués à la Commission de régulation de l'énergie et au ministre chargé de l'énergie dès lors que ces manquements ou sanctions portent sur les activités de transport ou de stockage géologique de dioxyde de carbone. La ou les personnes concernées sont invitées à présenter leurs observations écrites ou orales dans un délai de quinze jours à compter de cette notification, sans préjudice des droits prévus à l'article L. 134-31 ».

DÉCISION DU CORDIS

N°01-40-23 – 26 décembre 2023

La société ENGIE a manqué à une (1) reprise aux dispositions de l'article 3(i)(b) en transmettant une information privilégiée hors du cadre normal des fonctions des membres de Dispatch et de Short Term Trading. »

Tableau 10 : Liste et synthèse des occurrences analysées

N° occ	Unité de production	Origine	Date publication indispo	Début indispo	Fin indispo	Resp.	Manquement à l'article 4 du REMIT				Manquement à l'article 3 du REMIT		
							Pub. hors du temps utile	Pub. non effective	Absence pub.	Nb Manq.	3(1)(a) Négoc sur base d'IP et	3(1)(b) Transmission d'IP	Nb Manq.
1	DK6-T2	Détection retard type A	30/07/2019 08:49:25	30/07/2019 01:01:00	30/07/2019 12:00:00	Dispatch	1	1	-	1	Non	Non	-
		Analyse Complémentaire	-	30/07/2019 01:01:00	30/07/2019 12:00:00	Dispatch	-	-	3	3	Non	Non	-
2	DK6-T1	Détection retard type A	26/08/2019 15:31:46	26/08/2019 14:06:00	26/08/2019 18:00:00	Dispatch	1	-	-	1	Non	Non	-
	DK6-T2	Analyse Complémentaire	26/08/2019 14:07:09	26/08/2019 14:06:00	26/08/2019 15:32:11	Dispatch	-	2	-	2	Non	Non	-
		Analyse Complémentaire	26/08/2019 15:32:11	26/08/2019 14:06:00	26/08/2019 18:00:00	Dispatch	1	-	-	1	Non	Non	-
3	DK6-T2	Détection retard type B	03/08/2019 16:49:05	03/08/2019 13:22:00	03/08/2019 19:00:00	Dispatch	-	1	-	1	Non	Non	-
		Analyse Complémentaire	-	03/08/2019 14:05:11	03/08/2019 16:44:40 (au plus tard)	Dispatch	-	-	1	1	Oui	Oui	2
		Analyse Complémentaire	-	03/08/2019 16:49:05	03/08/2019 20:54:17	Dispatch	-	-	1	1	Non	Non	-
4	DK6-T1	Détection retard type B	03/08/2019 21:56:08	03/08/2019 13:21:00	04/08/2019 09:00:00	Dispatch	-	1	-	1	Non	Non	-
		Analyse Complémentaire	-	03/08/2019 14:05:11	03/08/2019 16:44:40 (au plus tard)	Dispatch	-	-	1	1	Oui	Oui	2
		Analyse Complémentaire	-	03/08/2019 21:56:08	04/08/2019 13:35:06	Dispatch	-	2	-	2	Non	Non	-
		Analyse Complémentaire	04/08/2019 13:35:06	03/08/2019 16:44:40 (au plus tard)	04/08/2019 17:30:00	Dispatch	1	-	-	1	Non	Non	-
5	DK6-T2	Détection retard type B	04/07/2019 10:01:57	03/07/2019 22:00:00	04/07/2019 11:00:00	Centrale	1	-	-	1	Non	Non	-
		Analyse Complémentaire	04/07/2019 10:01:58	04/07/2019 11:00:00	04/07/2019 20:00:00	Centrale	1	-	-	1	Non	Non	-
6	CYCOFOS	Détection retard type B	05/11/2019 09:43:41	05/11/2019 02:00:00	05/11/2019 09:30:00	Dispatch	1	-	-	1	Non	Non	-
		Analyse Complémentaire	05/11/2019 09:43:42	05/11/2019 09:30:00	05/11/2019 14:00:00	Dispatch	1	-	-	1	Non	Non	-
7	DK6-T2	Détection retard type B	14/01/2020 16:14:49	14/01/2020 06:26:00	14/01/2020 23:59:00	Centrale	1	-	-	1	Non	Non	-
8	DK6-T1	Détection retard type B	14/10/2020 09:31:29	14/10/2020 07:34:00	14/10/2020 16:00:00	Dispatch	1	-	-	1	Non	Non	-
		Analyse Complémentaire	14/10/2020 07:37	14/10/2020 07:34	14/10/2020 12:00:00	Dispatch	-	1	-	1	Non	Non	-
Total							Art. 4		23	Art. 3		2	42

Source : Procès-verbal, p. 29.

En revanche, le procès-verbal écarte tout manquement d'EGM aux dispositions des articles 3 et 4 du règlement REMIT.

1.5. Observations d'Engie en réponse au procès-verbal

Par une lettre du 7 novembre 2022, les conseils d'Engie ont transmis à la présidente de la CRE, au nom d'Engie, des observations écrites en réponse au procès-verbal.

La société Engie conclut que les manquements allégués aux articles 3 et 4(1) du règlement REMIT sont manifestement infondés.

Elle fait notamment valoir :

- que le procès-verbal opère une multiplication artificielle des manquements prétendument identifiés lors des huit occurrences qui ont été analysées, ce qui laisse croire à l'existence de manquements graves et répétés alors que le caractère erroné d'une information initiale relative à une indisponibilité entraîne logiquement le caractère erroné des mises à jour successives relatives à cette indisponibilité ;

- que les informations en cause ne sont pas des informations privilégiées au sens du règlement REMIT dès lors, d'une part, que, pour de nombreuses occurrences, des informations relatives à l'indisponibilité ou au redémarrage

d'une unité de production ne sont pas « précises » au sens du règlement REMIT et, d'autre part, que les informations en cause ne sont pas susceptibles d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros auxquels se rapportent ces informations ;

- que le procès-verbal retient systématiquement comme tardive toute publication au terme d'un délai supérieur à une heure, alors que ce délai de publication d'une heure n'est qu'un standard de bonne pratique issu de recommandations de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), lesquelles sont dépourvues de caractère contraignant ;

- qu'aucun manquement ne saurait lui être reproché au titre des huit occurrences identifiées dans le procès-verbal dès lors que les informations en cause ne sont pas des informations privilégiées au sens du règlement REMIT et qu'à supposer même que cela soit le cas, ces informations ont été publiées de façon effective et en temps utile ;

- que le manquement d'initié par utilisation d'une information privilégiée exige que soit démontrée la réalisation d'une opération en utilisant l'information privilégiée en cause ; qu'en l'espèce, il n'est pas démontré que les passages d'ordres reprochés auraient été effectivement influencés par les informations en cause ; que, par ailleurs, certaines opérations ont été effectuées par des algorithmes paramétrés avant la survenue de l'indisponibilité en cause ;

- que le manquement d'initié par transmission d'une information privilégiée suppose la transmission de l'information à une autre personne ; que par suite, lorsque le manquement est poursuivi dans le chef de la personne morale, une éventuelle transmission inappropriée en son sein ne saurait être sanctionnée à ce titre ;

- que les informations contenues dans le fichier de *netting* ne peuvent être considérées comme privilégiées et que leur communication s'est opérée dans le cadre normal du fonctionnement de la société.

*

2. Saisine du comité de règlement des différends et des sanctions

Le 10 janvier 2023, la présidente de la CRE a, en application de l'article L. 134-25 du code de l'énergie⁴, saisi le CoRDIS d'une demande de sanction à l'encontre de la société Engie, en raison des manquements constatés dans le procès-verbal du 4 octobre 2022.

Le 27 janvier 2023, le président du CoRDIS a accusé réception de cette demande de sanction, enregistrée sous le n°01-40-23, et des pièces qui y sont annexées.

*

3. Instruction de la demande de sanction

Par une décision du 8 février 2023, prise en application de l'article R. 134-30 du code de l'énergie⁵, le président du CoRDIS a désigné Mme Fanélie Ducloz en qualité de membre du comité en charge de l'instruction (la « membre désignée »).

Le 29 mars 2023, la membre désignée a notifié à la directrice générale d'Engie, ainsi qu'aux conseils de cette société, une copie de la saisine du CoRDIS et la décision de son président la désignant pour l'instruction de cette demande. Compte tenu de la nature particulière de certains éléments du dossier de saisine, la membre désignée a invité Engie à se rendre dans les locaux de la CRE pour avoir accès à l'ensemble du dossier dont l'inventaire détaillé était annexé à cette notification.

Le 15 mai 2023, la membre désignée a adressé aux conseils d'Engie une mesure d'instruction.

Le 16 juin 2023, les conseils d'Engie ont apporté des éléments de réponse à cette mesure d'instruction.

⁴ Le troisième alinéa de l'article L. 134-25 du code de l'énergie dispose que « Le comité de règlement des différends et des sanctions peut également, soit d'office, soit à la demande du (...) président de la Commission de régulation de l'énergie, (...) sanctionner les manquements aux règles définies aux articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15 du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (...) »

⁵ L'article R. 134-30 du code de l'énergie dispose que : « Pour chaque affaire, le président du comité de règlement des différends et des sanctions désigne un membre de ce comité chargé, avec le concours des agents de la Commission de régulation de l'énergie, de l'instruction. Le cas échéant, ce membre adresse la mise en demeure prévue à l'article L. 134-26 et notifie les griefs. Il peut ne pas donner suite à la saisine. / Ce membre peut entendre, s'il l'estime nécessaire, toute personne susceptible de contribuer à son information, y compris la personne poursuivie. »

Le 12 septembre 2023, la membre désignée a adressé à la présidente de la CRE une mesure d'instruction.

Le 13 septembre 2023, la présidente de la CRE a apporté des éléments de réponse à cette mesure d'instruction.

*

4. Notification des griefs

4.1. Cadre juridique

Il résulte des dispositions des articles L. 134-25, L. 134-27 et L. 134-31 du code de l'énergie qu'en cas de manquement constaté dans les conditions prévues à l'article L. 135-12 de ce code, après l'envoi d'une notification des griefs à l'intéressé qui est mis à même de consulter le dossier et de présenter ses observations écrites et orales assisté par une personne de son choix, le CoRDIS peut prononcer une sanction à l'encontre de l'auteur de ce manquement.

L'article 14 de la décision du 13 février 2019 portant adoption du règlement intérieur du CoRDIS précise que : « *s'il y a lieu, le membre désigné notifie les griefs, les sanctions encourues et la sanction qu'il entend proposer au comité de règlement des différends et des sanctions. Cette notification est adressée à la personne mise en cause qui dispose d'un délai ne pouvant pas être inférieur à quinze jours pour présenter au comité de règlement des différends et des sanctions ses observations écrites* ».

Il résulte de ces dispositions qu'en cas de manquement aux règles définies aux articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15 du règlement REMIT constaté dans les conditions prévues à l'article L. 135-12 du code de l'énergie, le membre désigné du CoRDIS peut notifier des griefs à l'auteur de ce manquement, sans le mettre préalablement en demeure.

4.2. Griefs retenus par la membre désignée

Le 3 octobre 2023, la membre désignée du CoRDIS a fait grief à la société Engie :

*« - d'avoir publié, hors du temps utile des informations privilégiées à 9 reprises (manquement aux dispositions de l'article 4, paragraphe 1) du règlement REMIT) ;
- d'avoir publié de manière non effective des informations privilégiées à 7 reprises (manquement aux dispositions de l'article 4, paragraphe 1) du règlement REMIT) ;
- d'avoir publié hors du temps utile et de manière non effective des informations privilégiées à 1 reprise (manquement aux dispositions de l'article 4, paragraphe 1) du règlement REMIT) ;
- de ne pas avoir publié des informations privilégiées en sa possession à 6 reprises (manquement aux dispositions de l'article 4, paragraphe 1) du règlement REMIT) ;
- d'avoir effectué des opérations de négoce sur la base d'une information privilégiée (manquement aux dispositions de l'article 3, paragraphe 1, sous a) du règlement REMIT) ;
- d'avoir transmis une information privilégiée hors du cadre normal des fonctions des membres de Dispatch et de Short Term Trading (manquement aux dispositions de l'article 3, paragraphe 1, sous b) du règlement REMIT) ; »*

La membre désignée soutient :

- que les informations objet des huit occurrences analysées dans le procès-verbal revêtaient un caractère précis, n'étaient pas publiques, concernaient des produits énergétiques de gros et étaient susceptibles d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros auxquels elles se rapportent ; que par suite, ces informations ont présenté les caractéristiques d'une information privilégiée au sens du règlement REMIT ;

- que la société Engie n'a pas publié effectivement et en temps utile ces informations privilégiées ;

- que la transmission, par un courrier électronique du 3 août 2019 à 14:10:00, de l'équipe *Dispatch* à l'équipe *Short Term Trading*, d'un fichier de *netting* contenant une information relative à l'indisponibilité de la centrale « DK6 », n'a pas été réalisée dans le cadre normal de l'exercice des fonctions du membre de l'équipe *Dispatch* qui en est à l'origine ;

- qu'Engie a effectué des opérations de marché le 3 août 2019 entre 14:11:42 et 16:47:07 sur les produits, H16, H17, H18, H19, H20, H21, H22, H23, H24 et H18-H21, l'ensemble de ces produits étant en rapport avec l'information privilégiée transmise par *Dispatch* à 14:10:00.

Après avoir apprécié la gravité des manquements, la situation de la société Engie, l'ampleur des dommages éventuels et les avantages éventuellement retirés, la membre désignée considère qu'une sanction pécuniaire doit être prononcée à l'encontre d'Engie, pour un montant qui devrait être compris entre 1.500.000 euros et 2.000.000 euros.

En outre, la membre désignée considère qu'en égard aux exigences d'intérêt général qui s'attachent à ce que la décision de sanction du CoRDIS soit connue de l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie, notamment pour prévenir la commission de faits de même nature que ceux visés par la présente procédure de sanction, le CoRDIS devrait décider que la décision de sanction à intervenir sera publiée, sous réserve des secrets protégés par la loi :

- au *Journal officiel* de la République française ;
- sur le site internet de la CRE pendant une durée de cinq ans en précisant que la publication sur le site internet de la CRE ne permettra plus d'identifier Engie après l'expiration d'un délai d'un an à compter de la première mise en ligne ;
- aux frais d'Engie, sur le site internet d'Engie, pendant une durée et selon des modalités qu'il appartiendra au CoRDIS de préciser le cas échéant.

Conformément aux dispositions de l'article R. 134-32 du code de l'énergie⁶, la société Engie a été invitée à présenter ses observations en réponse avant le 3 novembre 2023 à 12h00 et à consulter le dossier.

*

Par un courrier du 10 octobre 2023, les conseils de la société Engie ont sollicité une extension du délai de réponse jusqu'au 1^{er} décembre 2023.

Par un courrier du 11 octobre 2023, les conseils de la société Engie ont été informés que ce report ne leur était pas accordé.

Le 17 octobre 2023, les conseils de la société Engie ont été invités à utiliser la solution TransfertPro de transfert sécurisé de fichiers pour télécharger l'ensemble du dossier jusqu'au 27 octobre 2023.

*

5. Observations en réponse à la notification des griefs

Par des observations en réponse à la notification des griefs enregistrées le 3 novembre 2023, la société Engie, représentée par Maîtres Jean-Charles Jaïs et Pierre Zelenko, conclut, à titre principal, à la nullité de la procédure et en tout cas au rejet de la demande de sanction et, à titre subsidiaire, à ce que la sanction éventuellement prononcée soit très limitée et, en tout état de cause, bien inférieure à 500 000 euros.

La société Engie fait valoir :

En ce qui concerne la régularité de la procédure :

- que ses droits de la défense ont été méconnus dès lors que le délai d'un mois qui lui a été imparti pour répondre à la notification des griefs était trop bref compte tenu, d'une part, des nouveaux arguments mis en avant dans la notification des griefs par rapport au procès-verbal d'enquête et, d'autre part, des nouveaux éléments versés aux débats par la présidente de la CRE le 13 septembre 2023, en réponse à la mesure d'instruction diligentée par la membre désignée ; qu'en outre, le refus opposé à sa demande d'extension de délai n'est pas motivé et s'écarte de la pratique constatée en la matière puisqu'il est habituellement fait droit aux demandes d'extension de délais présentées par les personnes mises en cause dans le cadre des procédures de sanction du CoRDIS ;

- qu'en écartant les documents qu'Engie a produits en réponse à la mesure d'instruction du 15 mai 2023 au seul motif qu'il s'agirait de documents « purement internes », la membre désignée a porté atteinte au principe d'égalité des armes et au principe de loyauté de la preuve ; qu'il revient au CoRDIS de remédier à cette atteinte en prenant en compte les éléments à décharge produits par Engie ;

⁶ L'article R. 134-32 du code de l'énergie dispose notamment que : « La notification des griefs mentionne les sanctions éventuellement encourues et le délai pendant lequel la personne concernée par cette notification peut consulter le dossier et présenter des observations écrites. »

En ce qui concerne la qualification d'« information privilégiée » :

- que les informations relatives aux indisponibilités visées dans la notification des griefs ne constituent pas des informations privilégiées au sens du règlement REMIT dès lors qu'elles n'étaient pas précises et qu'elles n'étaient pas susceptibles d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros ;
- que la notification des griefs est entachée d'erreurs de droit dès lors qu'elle considère, d'une part, que les indisponibilités des moyens de production constituent par principe des informations privilégiées et, d'autre part, que les indisponibilités supérieures à 100 MW sont, par principe, susceptibles d'influencer de façon sensible le prix des produits énergétiques de gros, sans conduire une analyse au cas par cas ;
- qu'aucune des occurrences identifiées dans la notification des griefs ne s'inscrivait dans une situation de tension dans laquelle les informations en cause auraient été susceptibles d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros auxquels se rapportent ces informations, dès lors :
 - qu'une influence sensible sur les prix ne saurait se déduire des seules circonstances que les informations en cause portent sur des indisponibilités supérieures à 100 MW et que les prix sur le marché infra-journalier sont susceptibles d'être affectés par une information en lien avec l'indisponibilité d'un moyen de production ;
 - qu'une information relative à une indisponibilité n'est de nature à avoir un effet sensible sur les prix que si l'indisponibilité en cause aboutit à devoir mobiliser un mode de production dont les coûts sont plus élevés et qui est donc plus loin dans l'ordre de mérite (ou « *merit order* »), ce qui n'est pas le cas en l'espèce ;
 - que les divers événements conjoncturels qui sont intervenus sur la période des faits reprochés et auxquels la notification des griefs se réfère pour caractériser l'existence d'un contexte de volatilité accrue des prix sur les marchés sont dépourvus de lien direct avec la situation propre de chaque occurrence ;
- que les quatre indicateurs volumiques⁷ mis en avant dans la notification des griefs sont manifestement non pertinents pour caractériser un effet sensible sur les prix des informations en cause pour chaque occurrence, dès lors qu'ils ne permettent pas de démontrer l'importance du volume d'indisponibilité en cause sur le marché ; que le seul indicateur pertinent correspond au rapport entre le volume indisponible et la totalité de l'offre disponible, sur le marché ; qu'à cet égard, pour toutes les occurrences, le volume d'indisponibilité en cause représentait moins de 1 % environ des volumes échangés sur la journée sur la seule bourse EPEX ;
- que les indicateurs temporels mis en avant dans la notification des griefs ne permettent pas non plus de démontrer une influence sensible sur les prix ;
- que, pour chaque occurrence, le « contexte de tension » mis en avant par la notification des griefs n'est pas démontré, dès lors que, pendant la durée de chaque indisponibilité :

S'agissant de l'occurrence n°01 :

- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était près de deux fois inférieur à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- de nombreuses centrales CCG étaient disponibles, de sorte que l'indisponibilité pouvait être compensée par l'activation d'autres centrales CCG de coût similaire ;
- la France était exportatrice d'électricité vers plusieurs Etats européens, tandis qu'il existait d'importantes capacités d'importation depuis d'autres Etats européens ;

S'agissant de l'occurrence n°02 :

- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier, était similaire à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- de nombreuses centrales CCG étaient disponibles, de sorte que l'indisponibilité pouvait être compensée par l'activation d'autres centrales CCG de coût similaire ;
- la France était exportatrice d'électricité vers plusieurs Etats européens, tandis qu'il existait d'importantes capacités d'importation depuis d'autres Etats européens, ce qui dément l'hypothèse selon laquelle le marché français aurait été en situation de tension sur cette période ;

⁷ Rapport entre le volume d'indisponibilité en cause et la capacité totale de la centrale ;
Rapport entre la capacité complète de l'unité de production concernée et le volume d'électricité issu de centrales CCG produit sur la période en cause ;
Rapport entre le volume d'indisponibilité en cause et le volume d'électricité issu de centrales CCG produit sur la période en cause ;
Rapport entre le volume d'indisponibilité en cause et le volume d'électricité issu de centrales CCG négocié sur le marché infra-journalier sur la période en cause

S'agissant de l'occurrence n°03 :

- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était près de deux fois inférieur à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- de nombreuses centrales CCG étaient disponibles, de sorte que l'indisponibilité pouvait être compensée par l'activation d'autres centrales CCG de coût similaire ; qu'en outre, l'indisponibilité totale de la centrale CCG en question était prévisible puisque l'information relative à son indisponibilité partielle (arrêt de la turbine à vapeur) avait été publiée et que tout acteur raisonnable de marché pouvait anticiper que cette centrale ne continuerait pas à produire avec sa seule turbine à gaz, sauf à produire à perte compte tenu du coût de production beaucoup plus élevé ;
- la France était exportatrice d'électricité vers l'Allemagne puis a réduit le volume des exportations sur le marché infra-journalier pour compenser les écarts de prévision avec le marché journalier, sans effet sensible sur les prix du marché infra-journalier ;

S'agissant de l'occurrence n°04 :

- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était inférieur à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- de nombreuses centrales CCG étaient disponibles, de sorte que l'indisponibilité pouvait être compensée par l'activation d'autres centrales CCG de coût similaire ;
- la France était exportatrice vers plusieurs Etats européens et la réduction des exportations vers certains de ces Etats a opéré une compensation sur le marché infra-journalier sans effet sensible sur les prix du marché ;

S'agissant de l'occurrence n°05 :

- l'indisponibilité en cause n'a pas influé sur l'ordre de mérite dès lors qu'il existait toujours une capacité importante de centrales CCG pour la compenser, de sorte que même les indisponibilités concomitantes de certaines centrales nucléaires ne permettent pas de conclure que l'indisponibilité en cause aurait exercé une influence sensible sur les prix ;
- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était plus de deux fois « supérieur » à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- la France était exportatrice d'électricité vers plusieurs Etats européens et la réduction des exportations vers ces Etats a opéré une compensation sur le marché infra-journalier sans effet sensible sur les prix du marché ;

S'agissant de l'occurrence n°06 :

- l'indisponibilité en cause n'a pas influé sur l'ordre de mérite dès lors qu'il existait toujours une capacité importante de centrales CCG pour la compenser, de sorte que même les indisponibilités concomitantes de certaines centrales nucléaires ne permettent pas de conclure que l'indisponibilité en cause aurait exercé une influence sensible sur les prix ;
- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était plus de quatre fois « supérieur » à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- la France était exportatrice d'électricité vers plusieurs Etats européens ; sur le marché infra-journalier, elle était importatrice depuis l'Espagne et a réduit ses exportations prévues la veille vers l'Italie et le Royaume-Uni, représentant des possibilités de compenser une éventuelle indisponibilité sans avoir à activer des moyens de production plus coûteux et éloignés dans l'ordre de mérite ;

S'agissant de l'occurrence n°07 :

- l'indisponibilité en cause n'a pas influé sur l'ordre de mérite dès lors qu'il existait toujours une capacité importante de centrales CCG pour la compenser, de sorte que même les indisponibilités concomitantes de certaines centrales nucléaires ne permettent pas de conclure que l'indisponibilité en cause aurait exercé une influence sensible sur les prix ;
- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était similaire à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- la France était exportatrice d'électricité vers plusieurs Etats européens et ces exportations sont restées relativement stables sur la période, ce qui confirme que les centrales CCG étaient largement suffisantes pour couvrir les indisponibilités à un prix inchangé ;

S'agissant de l'occurrence n°08 :

- l'indisponibilité en cause n'a pas influé sur l'ordre de mérite dès lors qu'il existait toujours une capacité importante de centrales CCG pour la compenser, de sorte que même les écarts de prévision de température, qui changent le niveau de la demande prévisionnelle calculée la veille, ne permettent pas de conclure que l'indisponibilité en cause aurait exercé une influence sensible sur les prix ;
- l'écart de prix entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra-journalier était similaire à l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ;
- les courants d'échanges avec plusieurs Etats européens sont restés stables sur la période et il aurait été possible d'augmenter les importations vers la France si cela avait été nécessaire pour couvrir les indisponibilités ;

En ce qui concerne la commission alléguée d'opérations d'initiés :

S'agissant de la communication de l'information relative à l'indisponibilité totale de la centrale DK6 le 3 août 2019 :

- que l'indisponibilité totale de la centrale DK6, constatée le 3 août 2019 à 14:05:11, n'était pas une information privilégiée, dès lors que l'information relative à cette indisponibilité, d'une part, n'était pas susceptible d'influencer sensiblement les prix de marché, d'autre part, pouvait être déduite, par tout acteur raisonnable de marché, de la circonstance que les turbines à vapeur de cette centrale étaient indisponibles et que, par conséquent, les turbines à gaz seraient à leur tour arrêtées ;
- que le fichier de *netting* transmis par l'équipe *Dispatch* à l'équipe *Short Term Trading*, par un courrier électronique du 3 août 2019 à 14:10:00, ne contenait pas l'information selon laquelle la centrale DK6 était indisponible mais uniquement une information économique sur les volumes à acquérir sur les marchés, équivalents à la puissance nominale de la centrale ;
- que, la communication reprochée étant intervenue entre un préposé de son équipe *Dispatch* et un préposé de son équipe *Short Term Trading*, il ne peut lui être reproché, en tant que personne morale, d'avoir communiqué l'information en cause « à une autre personne », sauf à méconnaître le principe d'interprétation stricte de la loi pénale ; qu'en tout état de cause, il conviendrait de saisir la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) d'une question préjudicielle sur ce point ;
- qu'en tout état de cause, le fichier de *netting* a été communiqué dans le cadre normal de l'exercice des fonctions des équipes *Dispatch* et *Short Term Trading* ;

S'agissant de l'utilisation de l'information relative à l'indisponibilité totale de la centrale DK6 le 3 août 2019 :

- que les opérations de marché qui lui sont reprochées, soit sont sans lien avec l'information relative à l'indisponibilité totale de la centrale DK6, soit ont été paramétrées avant la transmission du fichier de *netting* de l'équipe *Dispatch* à l'équipe *Short Term Trading* ;
- qu'aucune utilisation induite d'une information privilégiée ne saurait lui être reprochée, dès lors qu'aucun ordre passé par l'équipe *Short Term Trading* ne visait à réaliser des gains injustifiés et qu'aucune transaction ne l'a conduite à se placer en rupture d'égalité avec les autres acteurs du marché ;

En ce qui concerne la proportionnalité de la sanction proposée :

- que le montant de 1,5 à 2 millions d'euros proposé dans la notification des griefs est manifestement disproportionné au regard des critères d'appréciation prévus par le règlement REMIT, s'agissant en particulier de l'impact très limité des indisponibilités en cause sur le marché et de l'absence totale d'avantage retiré par Engie ;

*

6. Procédure de sanction

Vu :

- le code de l'énergie, notamment ses articles L. 134-25 à L. 134-34 et R. 134-29 à R. 134-37 ;
- le règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, notamment ses articles 2, 3 et 4 ;

DÉCISION DU CoRDIS

N°01-40-23 – 26 décembre 2023

- la décision du 13 février 2019 portant adoption du règlement intérieur du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie ;
- la décision du 20 juin 2023 du président du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie, relative à la désignation d'un rapporteur pour l'instruction de la demande de sanction enregistrée sous le numéro 01-40-23 ;

*

Par un courrier électronique du 7 décembre 2023, les conseils de la société Engie ont sollicité le huis-clos et demandent au CoRDIS de ne pas publier la décision à intervenir ou, à titre subsidiaire, de limiter cette publication sur le site Internet de la CRE pour une durée d'un an, d'anonymiser la décision à l'égard de la société Engie et, en tout état de cause, d'occulter les informations protégées par le secret des affaires, la confidentialité et les autres secrets protégés par la loi.

La société Engie a été régulièrement convoquée à la séance publique, qui s'est tenue le 11 décembre 2023, du comité de règlement des différends et des sanctions, composé de Monsieur Tuot, président, M. de Larosière et Mme Salomon, membres, en présence de :

Mme Ducloz, membre désignée par le président du CoRDIS ;
M. Rodriguez, directeur adjoint des affaires juridiques ;
M. Maslarski, rapporteur ;
Les représentants de la société Engie, assistés de Maîtres Jaïs et Zelenko.

*

A l'ouverture de la séance, interrogés par le président du CoRDIS, les conseils de la société Engie ont confirmé leur demande tendant à ce que la séance se déroule hors de la présence du public.

Dans ces conditions, le CoRDIS a décidé que la séance se déroulerait, portes fermées, hors de la présence du public. Outre les représentants et conseils de la société Engie, dûment identifiés, ont assisté à la séance, sur autorisation du président du comité, des agents des services de la CRE qui sont tenus au secret professionnel.

Après avoir entendu :

- le rapport de M. Maslarski, présentant les faits, la saisine du CoRDIS par la présidente de la CRE, les griefs notifiés et les observations écrites en réponse aux griefs ;
- les observations de Mme Ducloz présentées au soutien des griefs notifiés, précisant la nature pécuniaire de la sanction proposée ainsi que la fourchette dans laquelle devrait s'inscrire le montant de la sanction à prononcer et précisant les modalités de publication de la décision du CoRDIS à intervenir ;
- les observations de Maîtres Jaïs et Zelenko et des représentants de la société Engie par lesquelles cette dernière persiste dans ses moyens et conclusions, et à qui la parole a été donnée en dernier.

Le CoRDIS en a délibéré, après que la membre désignée, le rapporteur, les représentants et conseils de la société Engie, partie mise en cause, et les agents des services se sont retirés.

7. Motifs de la décision du comité de règlement des différends et des sanctions

1. La société Engie exerce des activités de production et de fourniture d'électricité et de gaz sur les marchés français. Elle a réalisé en 2022 un chiffre d'affaires de 93,9 milliards d'euros. Elle exerce également, à travers sa filiale Engie Global Markets (EGM), une activité de négoce, notamment sur le marché de gros infra-journalier de l'électricité.

2. La notification des griefs adressée le 3 octobre 2023 à la société Engie lui reproche d'avoir méconnu les dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT, relatives à l'obligation de publier les informations privilégiées détenues par les acteurs du marché, et les dispositions de l'article 3 de ce même règlement, relatives à l'interdiction des opérations d'initiés, lors de la survenance de plusieurs variations de la disponibilité de ses unités de production d'électricité de Dunkerque (DK6-T1 et DK6-T2) et de Cycfos intervenues entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 décembre 2020.

7.1. Sur la régularité de la procédure

3. Aux termes du troisième alinéa de l'article L. 134-25 du code de l'énergie : « *Le comité de règlement des différends et des sanctions peut, (...) à la demande (...) du président de la Commission de régulation de l'énergie, (...) sanctionner les manquements aux règles définies aux articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15 du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, (...) qu'il constate de la part de toute personne concernée, dans les conditions fixées aux articles L. 134-26 à L. 134-34, sans qu'il y ait lieu de la mettre préalablement en demeure.* » Aux termes de l'article L. 134-25-1 du même code : « *Dès réception de la demande de sanction, sauf cas d'irrecevabilité manifeste, le président du comité de règlement des différends et des sanctions désigne un membre de ce comité, titulaire ou suppléant, chargé de l'instruction avec le concours des agents de la Commission de régulation de l'énergie. / Le membre désigné peut, lorsqu'il l'estime nécessaire, entendre la personne mise en cause ou toute autre personne utile à la solution du litige. / Il peut également demander à la personne mise en cause ou toute autre personne concernée de lui donner tout renseignement ou de produire toute pièce, tout document ou toute information utile à la solution du litige. / Il peut inviter les personnes mentionnées aux deux alinéas précédents à produire des observations. / (...) Il notifie les griefs. (...)* ». Enfin, aux termes de l'article 14 de la décision du 13 février 2019 portant adoption du règlement intérieur du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie : « *S'il y a lieu, le membre désigné notifie les griefs, les sanctions encourues et la sanction qu'il entend proposer au comité de règlement des différends et des sanctions. Cette notification est adressée à la personne mise en cause qui dispose d'un délai ne pouvant pas être inférieure à quinze jours pour présenter au comité de règlement des différends et des sanctions ses observations écrites.* »

4. En premier lieu, d'une part, la notification des griefs adressée à la société Engie le 3 octobre 2023 se fonde principalement sur les éléments issus du procès-verbal d'enquête qui a été notifié à la société Engie le 11 octobre 2022 ainsi que sur les observations que cette dernière a présentées le 7 novembre 2022 en réponse au procès-verbal. La notification des griefs se fonde, en outre, sur des éléments issus d'une mesure d'instruction diligentée par la membre désignée le 12 septembre 2023 auprès de la présidente de la CRE et à laquelle cette dernière a répondu le lendemain 13 septembre 2023. Cependant, au regard de l'objet circonscrit de la mesure d'instruction et de la réponse qui y a été apportée, et alors que la société Engie avait déjà connaissance de l'essentiel des éléments du dossier, cette société n'est pas fondée à soutenir que le délai d'un mois – lequel est, au demeurant, le double du délai minimal de quinze jours prévu par les dispositions de l'article 14 du règlement intérieur du CoRDIS précédemment citées – qui lui a été imparti pour présenter ses observations en réponse à la notification des griefs aurait été insuffisant pour lui permettre d'analyser et de répondre utilement aux éléments issus de la réponse de la présidente de la CRE à la mesure d'instruction diligentée par la membre désignée. D'autre part, aucun principe ni aucune règle ne prévoit que soit motivé le refus opposé à une demande d'extension de délai présentée par la personne mise en cause pour produire ses observations en réponse à une notification des griefs. Enfin, la circonstance qu'il ait pu être fait droit à des demandes d'extension de délai dans de précédentes procédures de sanction suivies devant le CoRDIS est, en tout état de cause, sans incidence sur la régularité de la présente procédure.

5. En second lieu, le principe des droits de la défense, rappelé tant par le premier alinéa de l'article 6 de la convention européenne de sauvegarde des droits de l'homme et des libertés fondamentales, précisé par son troisième alinéa, que par l'article L. 134-33 du code de l'énergie, s'applique seulement à la procédure de sanction ouverte par la notification des griefs et par la transmission du dossier au président du CoRDIS. Il ne s'applique ni à la phase préalable des enquêtes réalisées par les agents de la Commission de régulation de l'énergie en application de l'article L. 135-3 du code de l'énergie, ni à la procédure menée par le membre du comité désigné en application de

l'article L. 134-25-1 du même code aux fins d'apprécier l'opportunité de notifier des griefs, lesquelles doivent seulement se dérouler dans des conditions garantissant qu'il ne soit pas porté une atteinte irrémédiable aux droits de la défense des personnes auxquelles des griefs sont ensuite notifiés.

6. En l'espèce, il ne ressort pas de la notification des griefs que la membre désignée aurait refusé de tenir compte de documents produits par la société Engie en réponse à la mesure d'instruction diligentée à son égard le 15 mai 2023.

7. Il résulte de ce qui précède que la société Engie n'est pas fondée à soutenir que la procédure de sanction suivie devant le CoRDIS aurait été menée en méconnaissance de son droit à bénéficier d'un procès équitable, du principe d'égalité des armes, de ses droits de la défense ou encore du principe de loyauté de la preuve. Sa demande tendant à ce que soit prononcée la nullité de la procédure doit donc être rejetée.

7.2. Sur le fond

7.2.1. En ce qui concerne les manquements allégués à l'article 4(1) du règlement REMIT, relatif à l'obligation de publier les informations privilégiées

8. Aux termes de l'article 4(1) du règlement REMIT : « *Les acteurs du marché divulguent publiquement, effectivement et en temps utile, une information privilégiée qu'ils détiennent concernant une entreprise ou des installations que l'acteur du marché concerné, ou son entreprise mère ou une entreprise liée, possède ou dirige ou dont ledit acteur ou ladite entreprise, est responsable, pour ce qui est des questions opérationnelles, en tout ou en partie. Cette divulgation contient des éléments concernant la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d'électricité ou de gaz naturel ou des informations relatives à la capacité et à l'utilisation des installations de GNL, y compris l'indisponibilité prévue ou imprévue desdites installations* ».

9. La notification des griefs reproche à la société Engie, lors de huit occurrences réparties sur sept journées, d'avoir, à neuf reprises, publié des informations privilégiées hors du temps utile, d'avoir, à sept reprises, publié des informations privilégiées de manière non effective, d'avoir, à une reprise, publié des informations privilégiées hors du temps utile et de manière non effective, enfin, de ne pas avoir, à six reprises, publié des informations privilégiées.

7.2.1.1. S'agissant de la qualification d'information privilégiée

10. Aux termes de l'article 2(1) du règlement REMIT : « *Aux fins du présent règlement, on entend par : 1) « information privilégiée », une information de nature précise qui n'a pas été rendue publique, directement ou indirectement, un ou plusieurs produits énergétiques de gros et qui, si elle était rendue publique, serait susceptible d'influencer de façon sensible les prix de ces produits énergétiques de gros* ». Les dispositions de l'article 2 de ce règlement prévoient encore qu'« *on entend par « information » : / a) une information qui doit être rendue publique conformément aux règlements (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009, notamment les orientations et les codes de réseau adoptés en vertu desdits règlements ; / b) une information concernant la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d'électricité ou de gaz naturel ou une information relative à la capacité et à l'utilisation des installations de GNL, y compris l'indisponibilité prévue ou imprévue desdites installations ; / c) une information qui doit être diffusée conformément aux dispositions juridiques ou réglementaires au niveau de l'Union ou national, aux règles du marché et aux contrats ou aux coutumes en vigueur sur le marché de gros de l'énergie en question ; dans la mesure où, si elle était rendue publique cette information serait susceptible d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros ; et/ d) toute autre information qu'un acteur du marché raisonnable serait susceptible d'utiliser pour fonder sa décision d'effectuer une transaction ou d'émettre un ordre portant sur un produit énergétique de gros* ».

11. Il résulte de ces dispositions qu'une information est susceptible d'être qualifiée d'« information privilégiée » au sens et pour l'application du règlement REMIT si elle répond aux quatre conditions cumulatives suivantes : qu'elle revête un caractère précis ; qu'elle n'ait pas été rendue publique ; qu'elle concerne, directement ou indirectement, un ou plusieurs produits énergétiques de gros ; et que sa publicité soit susceptible d'influencer de façon sensible les prix de ces produits énergétiques de gros.

7.2.1.1.1. Quant aux erreurs de droit qui entacheraient la notification des griefs

12. Contrairement à ce que soutient la société Engie, il ne ressort pas de la notification des griefs que cette dernière aurait considéré que les indisponibilités de moyens de production d'électricité constituent, par principe, des informations privilégiées, ou encore que les indisponibilités supérieures à 100 MW sont, par principe, susceptibles d'influencer de façon sensible les prix des produits énergétiques de gros. Au contraire, il ressort clairement de la notification des griefs que celle-ci se fonde sur une analyse au cas par cas des indisponibilités constatées lors de

chaque occurrence pour déterminer si les informations relatives à ces indisponibilités revêtaient ou non les caractéristiques d'une information privilégiée au sens de l'article 2(1) du règlement REMIT précédemment cité. La société Engie n'est donc, en tout état de cause, pas fondée à soutenir que la notification des griefs serait entachée d'erreurs de droit.

7.2.1.1.2. Quant au caractère précis des informations en cause

13. La société Engie soutient que certaines des informations en cause ne revêtaient pas un caractère « précis » au sens du règlement REMIT, en mettant en avant les aléas propres à l'exploitation des unités de production en cause, qui ne permettraient pas de conclure avec certitude sur, par exemple, le moment de survenance d'une « véritable indisponibilité ».

14. Cependant, d'une part, une information relative à l'évolution de la capacité ou de l'utilisation d'installations de production d'électricité ou de gaz naturel, notamment portant sur leur indisponibilité, que celle-ci ait été prévue ou qu'elle se révèle de manière imprévue, peut revêtir un caractère précis, alors même que les circonstances auxquelles cette information se rattache ne sont pas définitives ou certaines mais seulement raisonnablement probables. En effet, la connaissance d'une telle information pourrait permettre à un acteur de marché normalement avisé d'en tirer une conclusion quant aux conséquences possibles de l'évolution de la capacité ou de l'utilisation des installations en cause sur les cours des produits énergétiques et de faire évoluer, en conséquence, ses propres analyses du marché et son comportement sur celui-ci.

15. D'autre part, dans l'hypothèse où plusieurs informations, concernant un même ensemble de circonstances, de paramètres ou d'événements corrélés relatifs à la capacité et l'utilisation d'installations de production, se succèdent en apportant au fur et à mesure des précisions ou compléments sur l'évolution de la capacité et de l'utilisation de ces installations, chacune de ces informations est, dans ses états successifs, en tant que telle, susceptible de revêtir un caractère précis. A cet égard, le règlement REMIT n'exige pas qu'une information soit complète ou intangible pour pouvoir être regardée comme précise. Une information incomplète ou portant sur des données évolutives peut, ainsi, revêtir un caractère précis au sens du règlement REMIT dès lors que sa divulgation permettrait aux acteurs du marché d'en tirer une conclusion quant aux conséquences possibles de l'état de la capacité ou de l'utilisation des installations en cause sur les cours des produits énergétiques de gros et, partant, sur leurs positions au sein des marchés de gros. Dans un tel cas de figure, il incombe à l'acteur du marché détenteur de ces informations d'en assurer, à chaque fois et pour chacune d'entre elles, le cas échéant en l'assortissant des réserves nécessaires tenant à son caractère incomplet ou évolutif, la divulgation publique, effective et en temps utile et ce, pour chaque information prise isolément, dès l'instant où cette information satisfait aux conditions de l'« *information privilégiée* » définies par l'article 4 du règlement REMIT.

16. Dans ces conditions, la société Engie ne saurait soutenir que les informations en cause ne seraient pas précises au seul motif qu'elle porteraient sur des données évolutives. Il résulte à l'inverse de l'instruction que les indisponibilités en question ont affecté des unités de production précisément identifiées et qu'elles se sont produites sur des tranches horaires et pour des volumes de production déterminés. Les informations relatives à ces indisponibilités revêtaient, donc, un caractère précis au sens du règlement REMIT.

7.2.1.1.3. Quant à l'influence sensible sur les prix des produits énergétiques de gros

17. En premier lieu, l'article 2 du règlement REMIT précédemment cité se borne à prévoir que l'information en cause « *si elle était rendue publique, serait susceptible d'influencer de façon sensible les prix* » des produits énergétiques de gros concernés. Il n'est donc pas nécessaire de démontrer l'existence d'un effet sensible sur les prix mais seulement d'apprécier le caractère probable d'un tel effet sensible sur les prix si l'information considérée avait été rendue publique. L'appréciation de l'influence sensible sur les prix des produits énergétiques de gros s'opère *a priori*, au regard des éléments dont disposait l'acteur du marché détenteur de l'information, en tenant compte de l'activité de cet acteur et des caractéristiques du marché en cause. Dans le cas d'une information relative à la variation de la disponibilité d'une unité de production, la possible influence sensible sur les prix des produits énergétiques de gros s'apprécie notamment au regard du rôle joué par cette unité de production dans l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché de gros considéré ainsi que des caractéristiques propres de ce marché.

18. Par conséquent, la société Engie n'est pas fondée à soutenir qu'une information sur une indisponibilité ne serait susceptible d'être une information privilégiée que si le volume d'électricité en cause est suffisamment important au regard du volume total d'électricité négocié sur le marché pour qu'il entraîne une fluctuation de l'offre ayant effectivement un effet sensible sur les prix des produits énergétiques de gros. Il faut, mais il suffit, que la divulgation de l'information relative à l'indisponibilité ait été susceptible d'exercer une influence sensible sur les prix de ces produits, ce qui peut se produire même si le volume d'électricité afférent à l'indisponibilité en cause ne représente

qu'une faible part du volume total d'électricité échangé sur le marché, en particulier dans l'hypothèse d'une situation de forte volatilité sur le marché concerné où toute variation, même faible, des volumes échangés peut conduire à une variation importante du prix des produits qui y sont négociés.

19. En l'espèce, la notification des griefs met en avant la circonstance que les indisponibilités en cause se sont produites dans une période de volatilité accrue sur le marché infra-journalier de l'électricité, en raison de plusieurs facteurs de tension conduisant à accroître l'incertitude sur le niveau de l'offre et de la demande et perturbant les prévisions qui peuvent s'écarter des conditions de marché observées à l'échelle infra journalière. Si la société Engie soutient à cet égard que les facteurs de tension énumérés dans la notification des griefs seraient dépourvus de tout lien avec la situation propre de chaque occurrence, elle ne conteste pas l'existence d'un contexte général de volatilité des prix, en particulier sur le marché infra journalier français de l'électricité. En outre, l'indicateur volumique mis en avant par la société Engie, qui rapporte la somme de l'énergie échangée sur l'année puis la divise par le nombre de jours de l'année, n'est manifestement pas pertinent puisque chaque journée se divise en 24 produits horaires avec des niveaux de liquidités parfois très différenciés.

20. A l'inverse, la notification des griefs relève que, lors de chaque occurrence, le marché infra journalier était dans un contexte de tension révélé notamment par un écart de prix moyen entre l'enchère journalière et le prix moyen des transactions sur le marché infra journalier qui s'élevait à 1,77 € / MWh pour l'occurrence n° 1, à 4,46 € / MWh pour l'occurrence n° 2, à 1,35 € / MWh pour l'occurrence n° 3, à 2,62 € / MWh pour l'occurrence n° 4, à 1,45 € / MWh pour l'occurrence n° 5, à 0,83 € / MWh pour l'occurrence n° 6, à 3,97 € / MWh pour l'occurrence n° 7 et à 4,93 € / MWh pour l'occurrence n° 8. La circonstance, mise en avant par la société Engie, que l'écart moyen constaté sur la période 2019-2020 ait été de 3,51 € / MWh et, donc, qu'il ait été supérieur ou proche de l'écart constaté lors de certaines des occurrences précédemment mentionnées, est ici sans incidence puisque, comme cela a été précédemment indiqué, c'est sur l'ensemble de la période 2019-2020 que le marché infra journalier connaissait une situation de tension. Par conséquent, la circonstance que cette tension ait été moindre lors de certaines occurrences plutôt qu'à d'autres moments au cours de la période 2019-2020 n'est pas de nature à remettre en cause l'existence même d'une situation de tension sur l'ensemble de la période 2019-2020.

21. En deuxième lieu, le marché infra-journalier français de l'électricité, qui est un marché continu fonctionnant 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, tout au long de l'année, jusqu'à cinq minutes avant le début de la livraison, permet notamment aux responsables d'équilibre d'équilibrer la quantité injectée sur le réseau avec la quantité d'électricité soutirée sur leurs périmètres respectifs. Il est le dernier lieu d'échange permettant aux participants d'ajuster leur position et d'optimiser leur portefeuille à l'approche de la livraison des produits et de répondre à des variations inattendues de la demande ou de l'offre d'électricité qui ne pouvaient pas être prévues à l'avance et possède ainsi une forte sensibilité à l'évolution des besoins d'équilibrage des acteurs. Les prix sur le marché infra journalier varient en fonction des attentes des acteurs du marché en matière d'offre et de demande en temps réel au cours de la séance de négociation. Compte-tenu des caractéristiques de fonctionnement du marché infra-journalier, dans lequel le *merit order* n'exerce qu'une influence secondaire sur la formation des prix sur ce marché, la société Engie n'est pas fondée à soutenir qu'une indisponibilité affectant une unité de production serait insusceptible d'exercer une influence sensible sur les prix des produits énergétiques de gros négociés sur le marché infra journalier au seul motif que d'autres unités de production de coût similaire auraient été disponibles et auraient ainsi pu remplacer l'unité indisponible.

22. En troisième lieu, il résulte de l'instruction que, lors de chaque occurrence, les deux unités de production en cause (centrales à cycle combiné gaz ou CCG), qui représentent à elles deux 10 % de la capacité installée des CCG françaises (capacité installée de 416 MW pour la centrale de Cycfos, tandis que la centrale DK6 est divisée en deux tranches de 381,2 et 379,7 MW), étaient en principe appelées à produire de l'électricité pour répondre à une situation de tension sur le réseau électrique, caractérisé par une forte demande. La notification des griefs met par ailleurs en avant plusieurs indicateurs volumiques dont il ressort notamment que le volume des indisponibilités représentait, sur chaque période considérée, entre 14 % et 93 % des volumes achetés par l'ensemble des participants sur le marché infra journalier (59 % pour l'occurrence n° 1 ; 14 % pour l'occurrence n° 2 ; 30 % puis 17 % pour l'occurrence n° 3 ; 40 % puis 23 % pour l'occurrence n° 4 ; 35 % pour l'occurrence n° 5 ; 93 % pour l'occurrence n° 6 ; 22 % pour l'occurrence n° 7 ; 39 % pour l'occurrence n° 8).

23. Dans ces conditions, au vu de l'ensemble des éléments contextuels et des indicateurs quantitatifs précédemment énoncés, la publication des informations relatives aux indisponibilités qui ont affecté les unités de production de la société Engie lors des huit occurrences analysées par la notification des griefs était, à chaque fois, susceptible d'exercer une influence sensible sur les prix des produits énergétiques de gros auxquels se rapportent ces informations.

24. Il résulte de tout ce qui précède que les informations relatives aux indisponibilités en cause étaient précises et susceptibles d'influencer de façon sensible le prix des produits énergétiques de gros. Par ailleurs, il est constant et

n'est pas contesté par la société Engie que ces informations n'avaient pas été rendues publiques et qu'elles concernaient des produits énergétiques de gros. Ces informations sont, donc, des informations privilégiées au sens du règlement REMIT.

7.2.1.2. S'agissant de la publication des informations privilégiées en cause

25. Il résulte des dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT citées au point 8 de la présente décision que la divulgation publique d'une « *information privilégiée* » en relation avec un produit énergétique de gros doit s'effectuer en temps utile, c'est-à-dire le plus promptement possible par rapport à la survenance de l'événement qui est à son origine, en portant sur l'intégralité de ses éléments et en informant de manière efficace tous les autres acteurs du marché de gros considéré. La certitude que cette publication intervient en temps utile assoit la crédibilité du fonctionnement du marché tant pour les consommateurs que pour les concurrents. Elle garantit, notamment lorsqu'elle porte sur les capacités et leur disponibilité, un égal accès de tous les acteurs à une information fiable à partir de laquelle ils déterminent leur comportement et contribuent ainsi à la formation des prix. Dès lors, la circonstance que le défaut de publication n'ait été suivi d'aucun effet, n'ait donné lieu à aucune protestation, ou n'ait permis aucun comportement contraire au règlement est sans incidence sur le caractère fautif de l'agissement, qui laisse fonctionner le marché sur la base d'informations erronées, en violation des obligations de leur auteur.

7.2.1.2.1. Quant aux retards allégués de certaines publications d'informations privilégiées

26. La notification des griefs reproche à la société Engie d'avoir procédé, à cinq reprises, à une publication tardive d'informations relatives à des indisponibilités de ses unités de production et d'avoir procédé, à cinq reprises, à une correction tardive des informations relatives à des indisponibilités de ses unités de production précédemment publiées. Elle reproche ainsi à Engie de n'avoir pas publié en temps utile :

- lors de l'occurrence n°1, une information relative à une indisponibilité de l'unité DK6-T2 ;
- lors de l'occurrence n°2, une information relative à une indisponibilité de l'unité DK6-T1 ainsi qu'une information relative à la mise à jour annulant une indisponibilité de l'unité DK6-T2 ;
- lors de l'occurrence n°4, une information relative à la correction du volume d'une indisponibilité de l'unité DK6-T1 ;
- lors de l'occurrence n°5, deux informations relatives à une indisponibilité de l'unité DK6-T2 ;
- lors de l'occurrence n°6, deux informations relatives à une indisponibilité de la centrale de Cycofos ;
- lors de l'occurrence n°7, une information relative à la mise à jour annulant une indisponibilité de l'unité DK6-T2 ;
- lors de l'occurrence n°8, une information relative à une indisponibilité de l'unité DK6-T1 ;

27. En premier lieu, comme cela a été rappelé au point 15 de la présente décision, dans l'hypothèse où plusieurs informations, concernant un même ensemble de circonstances, de paramètres ou d'événements corrélés relatifs à la capacité et l'utilisation d'installations de production, se succèdent en apportant au fur et à mesure des précisions ou compléments sur l'évolution de la capacité et de l'utilisation de ces installations, chacune de ces informations est, dans ses états successifs, en tant que telle, susceptible de revêtir un caractère précis. A cet égard, le règlement REMIT n'exige pas qu'une information soit complète ou intangible pour pouvoir être regardée comme précise. Une information incomplète ou portant sur des données évolutives peut, ainsi, revêtir un caractère précis au sens du règlement REMIT dès lors que sa divulgation permettrait aux acteurs du marché d'en tirer une conclusion quant aux conséquences possibles de l'état de la capacité ou de l'utilisation des installations en cause sur les cours des produits énergétiques de gros et, partant, sur leurs positions au sein des marchés de gros. Dans un tel cas de figure, il incombe à l'acteur du marché détenteur de ces informations d'en assurer, à chaque fois et pour chacune d'entre elles, le cas échéant en l'assortissant des réserves nécessaires tenant à son caractère incomplet ou évolutif, la divulgation publique, effective et en temps utile et ce, pour chaque information prise isolément, dès l'instant où cette information satisfait aux conditions de l'« *information privilégiée* » définies par l'article 4 du règlement REMIT.

28. Par conséquent, au manquement tiré de l'absence de publication d'une information relative à une indisponibilité initiale peuvent s'ajouter un ou plusieurs autres manquements distincts, tirés de l'absence de publication d'informations successives relatives aux évolutions ultérieures de cette indisponibilité. Dès lors, la société Engie n'est pas fondée à soutenir que la notification des griefs procéderait à une « multiplication artificielle » du nombre de manquements en retenant qu'une même occurrence a pu donner lieu à la commission de plusieurs manquements à l'obligation de publication énoncée à l'article 4(1) du règlement REMIT.

29. En deuxième lieu, conformément à l'article 16(1) du règlement REMIT et pour permettre aux différentes autorités de régulation compétentes au sein de l'Union de remplir leurs missions de manière coordonnée et uniforme, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) « *publie, le cas échéant, des orientations non contraignantes sur l'application des définitions énoncées à l'article 2* ». A cet égard, il ressort des orientations publiées par l'ACER en date du 17 juin 2016, mises à jour en dernier lieu le 22 juillet 2021, que la publication d'une « information

privilégiée » doit s'effectuer dès que possible et, en principe à défaut de prescription explicite différente, au plus tard dans un délai d'une heure.

30. Ce délai de principe d'une heure, énoncé par l'ACER à titre d'orientation non-contraignante, opère une conciliation raisonnable et dénuée d'arbitraire entre, d'une part, l'impératif de divulguer publiquement une « information privilégiée » en temps utile et, d'autre part, le coût et les contraintes de la mise en œuvre de moyens humains, matériels et d'organisation par les opérateurs pour garantir cette divulgation dans les conditions requises. Par conséquent, si le dépassement du délai indicatif retenu par l'ACER conformément aux compétences qui lui sont reconnues ne peut par lui-même être par principe regardé comme constitutif d'une violation du règlement, il incombe cependant à l'acteur du marché qui ne s'est pas tenu à ce délai de justifier des raisons de l'écart par des motifs objectifs qui ne caractérisent pas, eux-mêmes, une méconnaissance de l'économie générale du règlement REMIT et de ses finalités d'ordre public économique au sein de l'Union. Le régime issu du règlement REMIT impose à tout opérateur, quel que soit sa taille et son expérience, de n'agir sur le marché qu'en s'étant mis en mesure, par les moyens de toute nature appropriés à ces exigences, de procéder à la divulgation, de manière effective et en temps utile, des « informations privilégiées » qu'il détient

31. La société Engie soutient que le délai d'une heure énoncé par l'ACER ne constitue qu'un standard de bonne pratique et que la notification des griefs n'aurait pas démontré au cas par cas que les publications effectuées dans un délai supérieur à une heure auraient été effectuées hors du « temps utile » prévu par l'article 4(1) du règlement REMIT. Il résulte cependant de ce qui précède que, dès lors que les publications considérées ont été effectuées dans un délai supérieur à une heure – ce qui, en l'espèce, n'est pas contesté et ressort des pièces du dossier -, c'est à la société mise en cause qu'incombe la charge d'établir que ce dépassement du délai est justifié par des motifs objectifs.

32. Or en l'espèce, la société Engie se limite à mettre en avant des « contraintes industrielles ou opérationnelles », notamment s'agissant de problèmes informatiques affectant l'outil [SDA] qui auraient empêché la bonne transmission de l'information sur les plateformes d'Engie Transparency. Outre que les problèmes informatiques allégués par la société Engie ne sont pas établis, ils ne tendent qu'à démontrer l'insuffisance des moyens mis en œuvre par celle-ci pour assurer une publication effective et en temps utile des informations privilégiées qu'elle détenait. Ces difficultés opérationnelles auraient en effet pu être prévenues par le recours à des moyens humains supplémentaires ou par la mise en place de procédures et de moyens redondants palliant les dysfonctionnements éventuels.

33. En troisième lieu, le manquement tiré du retard de publication d'une information privilégiée revêt, comme les autres manquements prévus et sanctionnés par le règlement REMIT, un caractère objectif tiré de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des marchés de gros de l'énergie en veillant à ce que toutes les informations privilégiées, notamment celles relatives à la variation de la disponibilité des moyens de production, soient publiées effectivement et en temps utile afin d'assurer l'information de l'ensemble des acteurs du marché. Dans ce cadre, la société Engie ne saurait raisonnablement soutenir que la computation du délai d'une heure devrait débiter au moment où l'un de ses agents « prend conscience » de l'indisponibilité, paramètre éminemment subjectif et dont la preuve pourrait difficilement être administrée, plutôt qu'au moment, soit du début de l'indisponibilité (dans le cas de la survenance d'une indisponibilité fortuite), soit de la fin de l'indisponibilité précédemment annoncée (dans le cas d'une mise à jour prolongeant l'indisponibilité), soit du début de l'indisponibilité précédemment annoncée (dans le cas d'une mise à jour modifiant le volume de l'indisponibilité), circonstances qui peuvent quant à elles faire l'objet de constats factuels et objectivables. L'acteur du marché qui exploite une unité de production ayant pour vocation d'être activée lors de périodes de tension sur le marché ne peut, en cas de variation de la disponibilité de cette unité affectant significativement sa capacité de production, faire peser sur ses préposés la responsabilité d'apprécier au cas par cas, au surplus dans un délai parfois très bref, si la condition relative à l'influence sensible sur les prix est ou non remplie.

34. Il résulte de ce qui précède que les dix retards identifiés dans la notification des griefs et qui portent, soit sur la publication d'informations relatives à des indisponibilités de moyens de production, soit sur la correction de précédentes publications déjà effectuées, dont la matérialité même n'est pas remise en cause par la société Engie, constituent des manquements à l'obligation de publication d'informations privilégiées en temps utile prévue par les dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT précédemment citées.

7.2.1.2.2. Quant à l'absence d'effectivité alléguée de certaines publications d'informations privilégiées

35. La notification des griefs reproche à la société Engie d'avoir publié des informations privilégiées de manière non effective à sept reprises, dès lors que certaines publications comportaient des mentions erronées s'agissant, soit du début de l'indisponibilité, soit du volume indisponible, soit de l'unité de production concernée.

36. Ainsi que l'énoncent les orientations non-contraignantes de l'ACER mises à jour en dernier lieu le 22 juillet 2021, la publication d'une information privilégiée doit être suffisamment précise et complète pour permettre d'appréhender de manière correcte l'événement en cause, lequel est susceptible d'influencer le prix des produits énergétiques de gros. Ainsi, la publication d'une information privilégiée de manière incomplète ou erronée doit, en principe, être considérée comme une publication non-effective au sens de l'article 4(1) du règlement REMIT précédemment cité.

37. Le caractère complet et exact de la publication d'une information privilégiée s'apprécie au regard de chacun des éléments qui la composent. S'agissant d'une information relative à l'indisponibilité d'un moyen de production, les données relatives à la durée et au volume de l'indisponibilité revêtent une importance cruciale en raison de leur incidence directe sur le marché et ne doivent par conséquent être entachées d'aucune inexactitude ou incomplétude. Sur ce point, il convient de rappeler que, dans l'hypothèse d'une information privilégiée portant sur des données évolutives, il incombe à l'acteur du marché qui la détient de la publier en l'assortissant, le cas échéant, des réserves nécessaires tenant à son caractère évolutif. Cette exigence d'exhaustivité et d'exactitude s'applique en principe aux autres données qui composent l'information privilégiée, telles que, notamment, l'identification précise de la tranche de production affectée par l'indisponibilité, dès lors que la connaissance de cette donnée permettrait à un acteur de marché normalement avisé d'en tirer une conclusion quant aux conséquences possibles de l'évolution de la disponibilité de l'installation en cause sur les cours des produits énergétiques de gros et de faire évoluer, en conséquence, ses propres analyses du marché et son comportement sur celui-ci.

38. En l'espèce, les erreurs de publication identifiées par la notification des griefs en ce qui concerne le début ou le volume des indisponibilités, dont la matérialité n'est pas contestée par la société Engie, ont conduit cette dernière à publier des informations inexactes, caractérisant ainsi des manquements à l'obligation de publication effective issue des dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT.

39. S'agissant en revanche de l'erreur tenant à l'identification de la tranche de la centrale de production de Dunkerque affectée par une indisponibilité le 26 août 2019 (identification, dans la publication de la société Engie, de la tranche de la centrale indisponible comme étant la tranche 1 alors qu'il s'agissait en réalité de la tranche 2), il résulte de l'instruction que les deux tranches de cette centrale de production disposent de capacités de production maximale quasi identiques (381,2 MW pour la tranche n° 1 et 379,7 MW pour la tranche n° 2). Dans ces conditions, il n'est pas établi que les paliers de redémarrage respectifs de ces deux tranches différencieraient l'un de l'autre, circonstance qui pourrait conférer à l'identification de la tranche affectée par l'indisponibilité le caractère d'une information susceptible d'exercer une influence sensible sur le prix des produits énergétiques de gros. Dans ces circonstances particulières, il ne résulte pas de l'instruction que l'erreur commise par la société Engie dans l'identification de la tranche affectée par une indisponibilité ait pu influencer sur les conclusions qu'un acteur du marché normalement avisé aurait tiré d'une telle donnée, dans une mesure telle que la publication devrait être regardée comme non-effective au sens du règlement REMIT.

40. Il résulte de ce qui précède que les six erreurs commises par la société Engie lors de la publication d'informations privilégiées relatives au début de l'indisponibilité ou au volume disponible constituent autant de manquements aux dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT. En revanche, l'erreur de publication relative à la tranche de l'unité de production indisponible ne constitue pas un manquement de la société Engie à ces mêmes dispositions.

7.2.1.2.3. Quant à l'absence de publication de certaines informations privilégiées

41. La notification des griefs reproche à la société Engie de ne pas avoir publié des informations privilégiées en sa possession à six reprises :

- lors de l'occurrence n° 1, en ne publiant pas trois mises à jour relatives au prolongement d'une indisponibilité de l'unité DK6-T2 ;
- lors de l'occurrence n° 3, en ne publiant pas l'information relative à une indisponibilité de l'unité DK6-T2 et en ne publiant pas la mise à jour modifiant la fin de l'indisponibilité de l'Unité DK6-T2 ;
- lors de l'occurrence n° 4, en ne publiant pas l'information relative à une indisponibilité de l'unité DK6-T1 ;

42. La société Engie ne propose pas d'explication aux absences de publication identifiées lors de l'occurrence n° 1 mais soutient que les absences de publication lors des occurrences n° 3 et n° 4 ne constitueraient pas un manquement au règlement REMIT dès lors que les informations en cause, relatives à l'indisponibilité totale de l'unité DK6-T2, auraient pu être déduites de l'indisponibilité de la turbine à vapeur de cette unité de production. Cependant, ainsi qu'il a été dit, les informations relatives à ces indisponibilités totales revêtaient un caractère privilégié et il incombe à l'acteur du marché détenteur de telles informations d'en assurer, à chaque fois et pour chacune d'entre elles, la divulgation publique, effective et en temps utile. Par suite, les six absences de publication d'informations

privilégiées identifiées dans la notification des griefs constituent des manquements à l'obligation de publication d'informations privilégiées prévue par les dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT précédemment citées.

43. Il résulte de tout ce qui précède que la société Engie a, à 22 reprises, méconnu les dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT.

7.2.2. En ce qui concerne les manquements allégués à l'article 3 du règlement REMIT, relatif à l'interdiction des opérations d'initiés :

44. Aux termes de l'article 3 du règlement REMIT : « 1. Il est interdit aux personnes qui détiennent une information privilégiée en rapport avec un produit énergétique de gros : / a) d'utiliser cette information en acquérant ou en cédant, ou en tentant d'acquérir ou de céder, pour leur compte propre ou pour le compte d'un tiers, soit directement, soit indirectement, des produits énergétiques de gros auxquels se rapporte cette information ; / b) de communiquer cette information à une autre personne, si ce n'est dans le cadre normal de l'exercice de leur travail, de leur profession ou de leurs fonctions; (...) / 4. Le présent article ne s'applique pas : / a) aux transactions effectuées pour assurer l'exécution d'une obligation d'acquisition ou de cession de produits énergétiques de gros devenue exigible, lorsque cette obligation résulte d'une convention conclue ou d'un ordre émis avant que la personne concernée ne détienne une information privilégiée ; (...). »

7.2.2.1. S'agissant du manquement allégué aux dispositions de l'article 3(1)(b) du règlement REMIT relatives à la communication illicite d'une information privilégiée

45. La notification des griefs reproche à la société Engie l'envoi, par son équipe *Dispatch* à son équipe *Short Term Trading*, le 3 août 2019 à 14:10:10, d'un fichier de *netting* comprenant des calculs de position intégrant l'information privilégiée, qui n'a pas été publiée, relative à l'indisponibilité ayant affecté l'unité DK6-T2 à partir de 14:05:11.

46. En premier lieu, il résulte de ce qui précède que l'information relative à l'indisponibilité totale de l'unité de production DK6-T2 le 3 août 2019 revêtait le caractère d'une information privilégiée.

47. En deuxième lieu, il résulte de l'instruction que le fichier de *netting* transmis par l'équipe *Dispatch* à l'équipe *Short Term Trading*, par un courrier électronique du 3 août 2019 à 14:10:00, comprenait des calculs de position intégrant l'indisponibilité non publiée des turbines à gaz de DK6 survenue à 14 :05 :11, matérialisée par l'indication d'un « 0 » sur le fichier de *netting*, renvoyant directement à la centrale DK6. Dans ces conditions, la société Engie n'est pas fondée à soutenir que ce fichier de *netting* n'aurait pas contenu une information relative à l'indisponibilité d'une unité de production. La société Engie admet d'ailleurs que, lorsqu'une information de cette nature figure dans le fichier de *netting*, elle doit d'abord être publiée, l'actualisation du fichier de *netting* ne pouvant être réalisée qu'après la publication. Enfin, la circonstance que le destinataire d'une information en ignore le caractère privilégié est sans incidence sur sa qualification comme information privilégiée.

48. En troisième lieu, compte tenu de la finalité de maintien de l'ordre public économique poursuivie par le règlement REMIT et des conditions de fonctionnement des marchés de gros de l'énergie, caractérisés par l'intervention de nombreuses personnes morales dont certaines peuvent exercer plusieurs activités distinctes, par exemple de production, d'optimisation et de courtage et peuvent avoir, ou non, filialisé certaines de ces activités, ces personnes ne sauraient à l'évidence être exonérées de la prohibition prévue à l'article 3(1)(b) de ce règlement au seul motif que la communication illicite d'informations privilégiées aurait été réalisée entre leurs préposés, sauf à vider les dispositions de l'article 3(1)(b) du règlement REMIT de tout effet utile et de toute portée. En l'espèce, l'information en cause a été communiquée, pour le compte de la société Engie, par ses préposés, lesquels n'ont, au surplus et en tout état de cause, pas retiré de bénéfice personnel de la communication de cette information. En conséquence, le manquement est imputable à la société Engie. Enfin, le CoRDIS, qui n'est pas une juridiction, n'est pas compétent pour poser une question préjudicielle à la Cour de justice de l'Union européenne.

49. En dernier lieu, la dérogation à l'interdiction de communication illicite d'une information privilégiée, tenant à la communication dans le cadre normal de l'exercice d'un travail, d'une profession ou d'une fonction, doit s'entendre comme exigeant que cette communication, s'il ressort des circonstances qu'elle n'est pas dénuée de tout lien avec cet exercice, soit, d'une part, nécessaire à cet exercice et, d'autre part, proportionnée.

50. En l'espèce, si la transmission d'un fichier de *netting*, de l'équipe *Dispatch* à l'équipe *Short Term Trading*, peut être justifiée compte tenu des fonctions respectivement exercées par ces deux équipes, il n'est en tout état de cause pas nécessaire que le fichier de *netting* ainsi transmis contienne l'information relative à l'indisponibilité d'une unité de production sans que cette information ait été publiée et qu'elle revête, donc, au moment de sa transmission, le caractère d'une information privilégiée.

51. Dans ces conditions, la transmission, par l'équipe *Dispatch* à l'équipe *Short Term Trading*, du fichier de *netting* le 3 août 2019 à 14:10:00 caractérise la méconnaissance, par cette société Engie, des dispositions de l'article 3(1)(b) du règlement REMIT précédemment citées.

S'agissant de l'utilisation de l'information relative à l'indisponibilité totale de la centrale DK6 le 3 août 2019 :

52. La notification des griefs reproche à la société Engie d'avoir, le 3 août 2019, entre 14:11:42 et 16:47:07, effectué 234 opérations de marché sur les produits H16, H17, H18, H19, H20, H21, H22, H23, H24 et H18-H21, l'ensemble de ces produits étant en rapport avec l'information privilégiée, qui n'a pas été publiée, relative à l'indisponibilité ayant affecté l'unité DK6-T2 le 3 août 2019 à partir de 14:05:11.

53. En premier lieu, les éléments produits par la société Engie, notamment en réponse à la mesure d'instruction qui lui a été adressée le 15 mai 2023, ne suffisent pas à démontrer que les ordres d'achats en cause auraient été paramétrés avant la détention, par cette société, de l'information privilégiée, dès lors qu'elle ne fournit aucun élément permettant de relier les ordres et les transactions en cause aux algorithmes évoqués, compte tenu du caractère partiel des volumes concernés par les algorithmes.

54. En deuxième lieu, s'agissant du lien entre les transactions reprochées et l'information privilégiée en cause, alors qu'il ressort du procès-verbal d'enquête qu'un lien existerait entre les produits H16 à H24 acquis par la société Engie le 3 août 2019 et l'information privilégiée relative à l'indisponibilité ayant affecté l'unité DK6-T2 le 3 août 2019 à partir de 14:05:11, la société Engie s'est bornée à transmettre, en réponse à la mesure d'instruction sur ce point qui lui a été adressée le 15 mai 2023, un fichier dont elle affirme qu'il s'agirait d'une extraction des logs [SDA], outil géré par un prestataire externe, sans toutefois apporter aucun élément permettant d'attester de l'authenticité de ces données. La société Engie se limite à affirmer qu'il n'y aurait eu aucune altération ou modification apportée par elle sur ces données. Ces éléments ne sont pas suffisamment probants pour permettre de conclure que les transactions en cause, telles qu'identifiées par le procès-verbal d'enquête et la notification des griefs, ne se rapporteraient pas aux produits énergétiques de gros objet des transactions litigieuses.

55. En dernier lieu, en vertu tant des termes des dispositions précitées de l'article 3 du règlement REMIT que des finalités qu'elles poursuivent, de garantie de la transparence du marché de gros de l'énergie et de la certitude confiante que doivent avoir ses acteurs qu'ils peuvent y participer en disposant exactement des mêmes informations pertinentes que chacun des autres acteurs, ni l'intention ni le caractère délibéré ni l'existence ou l'ampleur de l'effet, direct ou indirect, sur le marché, ne sont des éléments opérants pour l'appréciation, de nature objective, du manquement à l'interdiction d'opérations d'initiés.

56. Par conséquent, la société Engie ne saurait utilement soutenir qu'aucun ordre passé par son équipe *Short Term Trading* n'aurait visé à réaliser des gains injustifiés.

57. Il résulte de tout ce qui précède que la société Engie a méconnu les dispositions de l'article 3(1)(a) du règlement REMIT et celles de l'article 3(1)(b) de ce même règlement, relatives à l'interdiction des opérations d'initiés.

*

8. Sanction retenue

8.1. Rappel des principes applicables en matière de sanction

58. D'une part, selon l'article 18 du règlement REMIT : « *Les États membres déterminent le régime des sanctions applicables aux violations du présent règlement et prennent toute mesure nécessaire pour en assurer la mise en œuvre. Les sanctions prévues doivent être efficaces, proportionnées et dissuasives et tenir compte de la nature, de la durée et de la gravité de l'infraction, du préjudice causé aux consommateurs et des gains potentiels tirés de la transaction sur la base d'informations privilégiées et d'une manipulation du marché. (...) / Les États membres prévoient que l'autorité de régulation nationale a la possibilité de divulguer publiquement des mesures ou sanctions imposées pour une violation du présent règlement, sauf si cette divulgation est la cause d'un préjudice disproportionné pour les parties concernées* ».

59. D'autre part, selon l'article L. 134-27 du code de l'énergie : « (...) *en cas de manquement constaté dans les conditions prévues à l'article L. 135-12, et après l'envoi par la membre désignée en application de l'article L. 134-25-1 d'une notification des griefs à l'intéressé, le comité peut prononcer à son encontre, en fonction de la gravité du manquement : / (...) si le manquement n'est pas constitutif d'une infraction pénale, une sanction pécuniaire, dont le montant est proportionné à la gravité du manquement, à la situation de l'intéressé, à l'ampleur du dommage et aux avantages qui en sont tirés. / Ce montant ne peut excéder 3 % du montant du chiffre d'affaires hors taxes*

lors du dernier exercice clos, porté à 5 % en cas de nouvelle violation de la même obligation dans le cas d'un manquement aux obligations de transmission d'informations ou de documents ou à l'obligation de donner accès à la comptabilité, ainsi qu'aux informations économiques, financières et sociales prévues à l'article L. 135-1. (...) / Dans le cas des autres manquements, il ne peut excéder 8 % du montant du chiffre d'affaires hors taxes lors du dernier exercice clos, porté à 10 % en cas de nouvelle violation de la même obligation. (...).

8.2. Maximum légal de la sanction pécuniaire

60. En application des dispositions de l'article L. 134-27 du code de l'énergie, le maximum légal de 3 % du chiffre d'affaires hors taxes s'applique pour un manquement aux obligations de transmission d'informations ou de documents ou à l'obligation de donner accès à la comptabilité. Pour les autres manquements, le maximum légal de la sanction s'élève à « 8 % du chiffre d'affaires hors taxes lors du dernier exercice clos, porté à 10 % en cas de nouvelle violation de la même obligation ».

61. Au cas d'espèce, les manquements reprochés à la société Engie ne constituent pas des manquements aux obligations de transmission d'informations ou d'accès à la comptabilité.

62. En conséquence, le montant de la sanction ne peut excéder 8 % du chiffre d'affaires hors taxes de la société Engie du dernier exercice clos. En l'espèce, il ressort des pièces du dossier que le chiffre d'affaires hors taxes réalisé en 2018 par la société Engie est de 93,9 milliards d'euros. Compte-tenu de cet élément, le maximum légal de la sanction s'élève à 7,512 milliards d'euros.

8.3. Eléments d'appréciation de la sanction

8.3.1. Nature, durée et gravité des manquements

63. En l'espèce, tous les manquements en cause sont graves dès lors qu'ils ont porté sur des informations privilégiées concernant des indisponibilités de capacité de production d'électricité. En outre, les manquements de la société Engie aux dispositions de l'article 4 du règlement REMIT, relatives à l'obligation de publication d'informations privilégiées, l'a ensuite amenée à méconnaître les dispositions de l'article 3 de ce règlement, relatives à l'interdiction des opérations d'initiés.

64. Ces manquements se sont par ailleurs produits dans le cadre d'une organisation interne de la société Engie qui ne pouvait que favoriser le risque de manquements aux obligations du règlement REMIT dès lors, notamment, que les équipes de *Dispatch* et de *Short Term Trading* opéraient depuis une même zone physique. Si cette organisation a depuis lors été modifiée par la société Engie, son existence lors de la commission des manquements reprochés témoigne de ce que cette société n'avait, jusqu'à la séance publique du comité, pas pleinement pris la mesure des conséquences de la mise en œuvre du règlement REMIT sur la nécessaire mise en conformité de son organisation interne. Pourtant, le règlement REMIT est entré en vigueur le 28 décembre 2011, soit plus de sept ans avant la commission des faits reprochés.

8.3.2. Situation de la société Engie

65. La société Engie est un des principaux acteurs du secteur de l'énergie en France et présente, par ses opérations et ses intérêts, une dimension internationale au sein de l'Union et à l'extérieur de celle-ci. Il en résulte une intensité particulière de son obligation d'attention au respect des normes applicables à ses activités.

8.3.3. Ampleur du dommage causé au marché et préjudice causé aux consommateurs

66. Les considérants 1 et 2 du règlement REMIT énoncent : « *Il est important que les consommateurs et d'autres acteurs du marché puissent avoir confiance dans l'intégrité des marchés de l'électricité et du gaz, que les prix fixés sur les marchés de gros de l'énergie reflètent une interaction équilibrée et concurrentielle entre l'offre et la demande et que nul abus de marché ne puisse donner lieu à des profits. / Le renforcement de l'intégrité et de la transparence des marchés de gros de l'énergie devrait avoir pour objectif de favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros de l'énergie dans l'intérêt de l'utilisateur final d'énergie* ».

67. En l'espèce, l'utilisation et la communication d'une information privilégiée, ainsi que les absences, retards et erreurs opérés dans la publication d'informations privilégiées, dans des proportions parfois importantes, et dans un nombre de cas significatifs, constituent des manquements aux dispositions des articles 3(1) et 4(1) du règlement REMIT. Ces comportements ont porté atteinte à l'objectif de confiance des acteurs dans l'intégrité des marchés des produits énergétiques de gros, qui constitue un des fondements du règlement REMIT, et ont ainsi constitué un préjudice indirect aux consommateurs au sens de l'article 18 de ce même règlement.

68. En revanche, il ne résulte pas de l’instruction que les manquements de la société Engie aux dispositions des articles 3 et 4 du règlement REMIT aient, en l’espèce, causé un dommage au marché.

8.3.4. Avantages tirés par la société Engie

69. Il ne résulte pas de l’instruction que la société Engie aurait tiré des avantages des manquements qu’elle a commis.

8.4. Détermination de la sanction

70. Compte tenu de l’ensemble des éléments d’appréciation de la sanction exposés ci-dessus, il y a lieu de prononcer une sanction pécuniaire de 500 000 euros à l’encontre de la société Engie.

8.5. Publication de la décision de sanction

71. Aux termes du premier alinéa de l’article L. 134-34 du code de l’énergie : « *Ces décisions de sanction [du CoR-DiS] sont motivées et notifiées à l’intéressé. Elles peuvent être publiées au Journal officiel de la République française et, selon les modalités précisées par le comité, sur le site internet de la Commission de régulation de l’énergie ou sur d’autres supports, notamment dans le rapport établi sur les opérations de l’exercice par les gérants, le conseil d’administration ou le directoire de la société sanctionnée, sous réserve des secrets protégés par la loi et de la mise en œuvre des garanties appropriées en ce qui concerne la protection des données à caractère personnel. Les frais de la publication sont supportés par la personne sanctionnée* ».

72. Ainsi qu’il a été dit, le règlement REMIT poursuit une finalité d’ordre public économique au sein de l’Union qui suppose que les conditions de sa mise en œuvre soient largement diffusées dans le but d’intérêt général de l’information de l’ensemble des acteurs du marché de l’énergie, y compris les consommateurs finals, notamment pour restaurer la confiance envers le marché et son bon fonctionnement. Dès lors, le comité décide que la présente décision de sanction sera publiée, sous réserve des secrets protégés par la loi : au *Journal officiel* de la République française, sans anonymisation de la société sanctionnée ; sur le site internet de la Commission de régulation de l’énergie, sans anonymisation de la société sanctionnée pendant une durée d’un an à compter de sa première publication ; et dans le prochain communiqué financier de la société Engie.

*

* *

DÉCIDE :

- Article 1^{er}.** – La société Engie a méconnu, à 22 reprises, les dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT relatives à l'obligation de publication d'informations privilégiées.
- Article 2.** – La société Engie a méconnu, à 234 reprises, les dispositions de l'article 3(1)(a) du règlement REMIT relatives à l'interdiction des opérations d'initiés par utilisation d'une information privilégiée.
- Article 3.** – La société Engie a méconnu, à une reprise, les dispositions de l'article 3(1)(b) du règlement REMIT relatives à l'interdiction des opérations d'initiés par communication illicite d'une information privilégiée.
- Article 4.** – Une sanction pécuniaire de 500 000 euros est prononcée à l'encontre de la société Engie.
- Article 5.** – La présente décision sera publiée, sous réserve des secrets protégés par la loi : au *Journal officiel* de la République française, sans anonymisation de l'identité de la société sanctionnée ; sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie, sans anonymisation de la société sanctionnée pendant une durée d'un an à compter de sa première publication ; et dans le prochain communiqué financier de la société Engie.
- Article 6.** – La présente décision sera notifiée à la société Engie.

Copie de la présente décision sera adressée à la présidente de la Commission de régulation de l'énergie.

Fait à Paris, le 26 décembre 2023.
Pour le Comité de règlement des différends et des sanctions,
Le Président,

Thierry TUOT