



RAPPORT

Juillet 2025

La surveillance et le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2024

SYNTHESE

La CRE publie annuellement un rapport sur la surveillance et le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz, qui vise d'une part à rendre compte de son activité de surveillance de ces marchés, et d'autre part à apporter des éclairages sur leur fonctionnement et leurs évolutions. Cette 18^{ème} édition porte sur l'année 2024, qui a vu se poursuivre la baisse des prix du gaz et de l'électricité en France et en Europe après la crise d'approvisionnement énergétique de 2022-2023.

L'année 2024 a été une année de confirmation de sortie de crise et de détente sur les marchés de gros français du gaz et de l'électricité et pour l'approvisionnement sur ces marchés.

Pour le gaz, les prix de gros européens ont baissé en moyenne en 2024 par rapport à 2023, sans revenir aux niveaux d'avant-crise. Dans ce contexte, les prix français sont restés plus bas que ceux de la majorité des pays voisins, avec un écart d'environ 2 €/MWh avec l'Allemagne et l'Italie. Cela traduit le bon fonctionnement du système gazier français et l'attractivité de ses terminaux méthaniers, qui permettent à notre pays de jouer un rôle majeur dans l'approvisionnement européen en GNL. Malgré des écarts de prix entre l'été et l'hiver défavorables, la totalité des capacités de stockage françaises ont été vendues lors de la campagne de commercialisation 2024-2025 pour l'année de stockage 2025-2026, grâce à la souplesse du cadre de régulation et à l'efficacité des gestionnaires de stockage.

Pour l'électricité, l'année 2024 a vu la production d'électricité en France revenir à des niveaux élevés, ayant notamment pour conséquence un solde net exportateur exceptionnel de 89 TWh ou environ 5 milliards d'euros. Les prix de gros à terme en France ont plus fortement baissé en France que dans les autres pays européens, sans revenir aux niveaux d'avant-crise. Pour la première fois depuis 2013, le prix en France pour l'année suivante a été inférieur au prix allemand en 2024, avec un écart de l'ordre de 20 €/MWh fin 2024 qui se maintient au premier semestre 2025. La liquidité sur les marchés à terme jusqu'à l'année Y+4 a fortement augmenté avec la fin du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) dès le 1^{er} janvier 2026. Enfin, l'ouverture des marchés de l'équilibrage et la forte variabilité des prix horaires constituent des signaux forts pour le développement de solutions de flexibilités de court terme : batteries et pilotage de la demande notamment, mais aussi le développement des offres de fourniture permettant aux consommateurs qui le peuvent de valoriser leur flexibilité.

L'exercice des missions de surveillance de la CRE est régi par les dispositions du code de l'énergie et du règlement européen n°1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (« REMIT »). Le REMIT révisé, entré en vigueur en mai 2024, a introduit des évolutions importantes concernant, d'une part, les obligations et interdictions des différents acteurs de marché et, d'autre part, l'élargissement du périmètre de compétence des régulateurs énergétiques nationaux et de l'ACER¹.

Les nouvelles pratiques de négoce ainsi que le nombre et la diversité des acteurs de marché ont continué à se développer, se traduisant par une forte augmentation des volumes d'ordres et de transactions et donc des données de marché traitées par la CRE. Les marchés de l'équilibrage, en électricité, ont connu des transformations importantes avec l'ouverture de nouveaux marchés et le renforcement de l'intégration européenne.

Dans ce contexte où le rôle des marchés de gros s'élargit et où leur fonctionnement devient de plus en plus sophistiqué, la surveillance des marchés exercée par la CRE revêt une importance particulière et doit s'adapter pour faire face à ces nouveaux défis. En 2024, la CRE a réorganisé et renforcé ses activités de surveillance des marchés de gros, afin de gagner en efficacité et flexibilité.

La CRE s'efforce également de contribuer à une meilleure compréhension du fonctionnement des marchés de gros, objectif auquel le présent rapport ambitionne de concourir. Dans ce même but, la CRE publie depuis début 2025 un bulletin trimestriel consacré à l'activité des marchés de gros de l'électricité et au développement de la liquidité à toutes les échéances. En effet, avec la fin de l'ARENH, le marché de gros de l'électricité joue désormais un rôle prépondérant dans le prix de l'électricité pour les consommateurs. Un marché liquide, offrant suffisamment d'offres et de volumes, est essentiel à une bonne formation des prix de gros. La première édition de ce bulletin trimestriel a été publiée le 30 avril 2025.

¹ Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, en anglais *Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER*

La CRE renforce sa surveillance des marchés de gros, en lien avec l'ACER et les autres régulateurs européens.

En 2024, le périmètre surveillé par la CRE dans le cadre du REMIT a représenté 15,1 millions de transactions effectuées sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, pour plus de 3 704 TWh échangés et 181 Mds€ en valeur. Le nombre de transactions continue à augmenter (+30 % entre 2023 et 2024), ce qui représente un défi pour la surveillance efficace de ces marchés. Le volume quotidien de données de marché collectées par l'ACER et reçues par la CRE en 2024 a été multiplié par 10 environ depuis 2022, du fait notamment de la forte hausse des nombres d'ordres. Cette situation a exigé en 2024 des adaptations significatives des outils de traitement des données par la CRE, mettant en évidence leur importance critique pour une surveillance efficace des marchés de gros.

La surveillance de la CRE s'appuie sur la détection interne de comportements suspects et sur l'analyse de signalements externes. La détection interne repose sur des outils internes de veille et de détection, dont des alertes automatiques sur la base des données collectées par l'ACER. Cette démarche est complétée par des signalements externes provenant de différentes sources, notamment les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT²), qui demeurent l'une des principales sources d'informations pour la CRE. En tant qu'organismes des opérations de négoce sur leurs plateformes, les PPAT possèdent une vision et une connaissance approfondies des marchés de gros et sont tenues, en application de l'article 15 du REMIT, d'avertir sans délai l'autorité de régulation nationale concernée et l'ACER de tout soupçon de manquement à l'interdiction de réaliser des opérations d'initiés et des manipulations de marchés (articles 3 ou 5 du REMIT), ou de non-respect des obligations de publication des informations privilégiées (article 4 du REMIT). La CRE veille à maintenir une collaboration active avec les PPAT et reste vigilante au bon exercice de leur mission de surveillance.

Plus de 600 alertes et 8 signalements ont été analysés par la CRE au titre de l'année 2024. Le nombre de signalements reçus devrait s'accroître dans les années à venir du fait de l'élargissement du champ d'application du REMIT aux produits énergétiques de gros qui sont également des instruments financiers. En outre, la CRE surveille attentivement les nouveaux marchés d'équilibrage de l'électricité. En 2024, la CRE a mené des échanges réguliers avec les acteurs de marché et RTE pour accompagner l'évolution de ces marchés et rappeler les obligations REMIT.

Six enquêtes ont été ouvertes en 2024 et, à la fin de l'année 2024, neuf enquêtes étaient en cours d'analyse par les agents enquêteurs de la CRE et deux procédures de sanction étaient en cours d'instruction par le Comité de Règlement des Différends et de Sanction (CoRDIS).

Aucune décision de sanction n'a été prononcée par le CoRDIS en 2024. Toutefois il convient de souligner les récentes décisions de sanction du CoRDIS prononcées début 2025 qui se sont appuyées sur le travail d'enquête conduit les années précédentes :

- Par sa décision en date du 20 janvier 2025, CoRDIS a sanctionné les sociétés Danske Commodities A/S et Equinor ASA, de 8 M€ et 4 M€ respectivement, pour violation de l'article 5 du REMIT sur les manipulations de marché dans le secteur du gaz en 2019 et 2020, concernant les capacités de transport entre la France et l'Espagne. C'est la première décision où le CoRDIS a été amené à se prononcer notamment sur une collusion à des fins de manipulation de marché. Les deux sociétés ont formé un recours contre cette décision du CoRDIS.
- Par sa décision en date du 22 avril 2025, CoRDIS a sanctionné la société J.P. Morgan SE de 500 000 € pour non-respect de l'obligation de communication d'informations cruciales pour les missions de la CRE selon l'article L. 134-18 du code de l'énergie. C'est la première décision de ce type par le CoRDIS confirmant que l'accès aux informations est fondamental pour la surveillance de la CRE, garantissant la transparence et renforçant la confiance sur le marché. La société a formé un recours contre cette décision du CoRDIS.

Enfin, en réponse au recours formé par la société ENGIE en 2024, le Conseil d'Etat, par sa décision du 18 juin 2025, a validé la décision de sanction du CoRDIS du 26 décembre 2023 pour l'essentiel, procédant néanmoins à une réformation du montant de la sanction pécuniaire de 500 000 € à 490 000 €.

² En anglais *Persons Professionally Arranging Transactions* - PPAT

Au niveau européen, l'année 2024 a été particulièrement marquée par l'implémentation du REMIT révisé, entré en vigueur en mai 2024, qui a notamment conduit à élargir l'application de ses articles 3 et 5 (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché) aux produits énergétiques de gros qui sont également des instruments financiers, tout en conservant et renforçant les modalités de coopération entre les différentes autorités concernées. Bien que plusieurs textes d'application soient encore attendus, la révision de REMIT a déjà produit des effets importants en 2024 et début 2025, en particulier sur la coopération entre l'ACER, les régulateurs énergétiques nationaux, les autorités financières compétentes et ESMA³.

La CRE est très impliquée dans les groupes de travail dédiés à la surveillance des marchés de gros au sein de l'ACER et du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER), qui contribuent à la mise en œuvre opérationnelle du REMIT par les autorités nationales de manière coordonnée et cohérente, à l'élaboration des orientations sur l'application du REMIT publiées par l'ACER, ainsi qu'à l'amélioration de la qualité des données transactionnelles et fondamentales déclarées par les acteurs de marché. La directrice de la direction des marchés de gros de la CRE a notamment été nommée co-présidente du Comité de pilotage REMIT de l'ACER pour un mandat de deux ans.

Les prix de gros du gaz naturel ont baissé en moyenne sur l'année mais des tensions sur l'approvisionnement persistent

Il convient de rappeler que l'année 2023 avait été marquée par un retour à une certaine stabilité, avec une baisse des prix généralisée et une diminution des écarts de prix entre les hubs européens, permises notamment par le développement des capacités d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) en Europe et par une réduction significative de la consommation pour la deuxième année consécutive.

L'année 2024 a été une année de consolidation du marché européen du gaz en sortie de crise. Les prix moyens ont ainsi été nettement inférieurs en 2024 par rapport à 2023, et a fortiori bien plus faibles que ceux atteints pendant la crise de 2022 (les prix moyens au TTF néerlandais, point d'échange de référence en Europe, pour livraison le mois suivant, ont été en 2022, 2023 et 2024 respectivement de 133 €/MWh, 41 €/MWh et 35 €/MWh). Ils restent cependant supérieurs aux prix d'avant-crise (18 €/MWh en moyenne entre 2014 et 2019). La volatilité des prix a également continué sa baisse. Un fort développement de l'offre mondiale de GNL est attendu dans les prochaines années, ce qui conduit à des prix à terme en nette décroissance pour les prochaines années (les prix à terme pour 2027 au PEG n'ont pas dépassé 30 €/MWh presque la totalité de l'année 2024).

Dans ce contexte, marqué par un développement attendu de l'offre et une décroissance des prix, le prix du produit M+1 au PEG a débuté 2024 à 29 €/MWh, a atteint un point bas à 23 €/MWh fin février. Certaines tensions sur l'approvisionnement hivernal sont ensuite apparues, avec notamment des retards sur des projets de production de GNL. Le prix du produit M+1 au PEG a ainsi fini l'année à plus de 47 €/MWh, toutefois loin des niveaux de 2022.

La consommation française de gaz atteint 361 TWh en 2024, en baisse de 5,5 % par rapport à 2023, et de 24 % par rapport à 2021 (474 TWh). Cette forte baisse contribue à la maîtrise des prix de gros, à la baisse des émissions de gaz à effet de serre et du déficit commercial. La production de biométhane injecté sur le réseau a augmenté de 26 % en 2024 à 11,8 TWh, soit 3,2 % de la consommation française.

Les stockages de gaz ont été fortement sollicités en 2024, avec des soutirages très élevés en novembre et décembre, conduisant à un stock fin 2024 de 80 TWh contre 112 TWh fin 2023. Les importations par gazoducs sont en baisse, de 234 TWh en 2023 à 215 TWh en 2024, mais comprennent une hausse de 23 TWh des importations en provenance de Norvège à Dunkerque, du fait d'arbitrages plus favorables aux livraisons en France, qui compense partiellement la baisse de -28 TWh des importations en provenance d'Espagne, dans un contexte de baisse des arrivées de GNL en Europe.

³ Autorité Européenne des Marchés Financiers, en anglais *European Securities and Markets Authority* – ESMA.

Les importations de GNL ont baissé en France comme en Europe, le taux d'utilisation des terminaux français par rapport à leurs capacités maximales passant de 65 % en 2023 à 50 % en 2024. La France reste en 2024, pour la troisième année consécutive, le premier point d'entrée pour le GNL en Europe : ses cinq terminaux méthaniers ont accueilli 24 % des importations européennes de GNL sur l'année et ses exportations sont restées élevées à 123 TWh en 2024.

Les congestions sur le réseau français de transport de gaz ont été moins fréquentes en 2024 que les années précédentes, bien que leurs caractéristiques persistent. En effet, depuis l'hiver 2022-2023, la nouvelle configuration des flux européens génère des congestions dans le sens sud-nord, avec un déficit au nord du territoire et un surplus au sud. Les gestionnaires de réseau français (GRT) NaTran et Teréga font appel aux mécanismes de *spread localisé* pour y répondre. La situation s'est reproduite dans une moindre proportion sur l'hiver 2024-2025, avec un coût du mécanisme d'environ 1,5 M€, contre 9,6 M€ sur l'hiver 2023-2024.

La baisse générale des prix du gaz en Europe et la baisse des flux de GNL ont favorisé la convergence des hubs européens, dont les prix se sont resserrés en 2024 pour toutes les maturités. Ce phénomène est également lié au développement des infrastructures de regazéification sur tout le continent, permettant aux pays européens d'accéder au marché mondial du GNL. Les prix français demeurent parmi les plus faibles en Europe, du fait du positionnement de la TRF comme point d'entrée du GNL en Europe et de la compétitivité des terminaux méthaniers français.

Les volumes échangés sur les marchés à terme pour livraison en France continuent leur progression et sont en hausse de 2 % en 2024 par rapport à 2023, tandis que les volumes échangés sur le marché spot diminuent de 11 %, notamment en lien avec la baisse des importations de GNL. Les volumes échangés en 2024 sont, au total, stables par rapport à 2023, tout en restant dans une tendance haussière depuis 2021 du fait de la montée en puissance du GNL.

Enfin, le cadre de régulation des stockages de gaz français a montré son efficacité en 2024 et début 2025. En effet, l'utilisation élevée des stockages européens et français durant l'hiver 2024-2025 les avait laissés à un niveau bas en fin d'hiver : les stockages français contenaient 27 % de leurs capacités maximales au 1^{er} avril 2025 contre 39 % au 1^{er} avril 2024. Cela a fait anticiper une demande européenne accrue pour le remplissage des stockages à l'été 2025, occasionnant des prix à terme pour l'été 2025 supérieurs aux prix pour livraison l'hiver 2025-2026, générant un écart de prix défavorable à la commercialisation des capacités de stockage. La totalité de ces capacités a malgré tout été souscrite en France, sans intervention de l'Etat, grâce aux stratégies de commercialisation des opérateurs de stockage et à la flexibilité de la régulation française.

Début 2025, les prix du gaz sont revenus à des niveaux proches de leur moyenne en 2024, après une hausse au début de l'année, un maximum atteint en février et une baisse depuis, malgré plusieurs épisodes de volatilité liés au contexte géopolitique et commercial mondial. Le premier trimestre 2025 a également été marqué par une reprise significative des importations de GNL en France, atteignant 79 TWh contre 54 TWh au premier trimestre 2024.

En 2024, la production nucléaire française est revenue à un niveau comparable à ceux d'avant crise, permettant d'établir un record d'exportations nettes et une baisse générale des prix

En 2024, l'équilibre offre-demande en France s'est fortement amélioré. La production a atteint 539 TWh, dépassant ainsi la moyenne de 538 TWh des années 2014-2019.

La production nucléaire a atteint 362 TWh, soit 1 TWh de plus qu'en 2021. La production hydraulique a enregistré son plus haut niveau depuis 2013 grâce à des précipitations abondantes. Malgré les nouvelles capacités solaires et éoliennes installées, leur production, à hauteur de 72 TWh, a été affectée par des conditions météorologiques défavorables, et est en légère baisse par rapport à 2023. La production d'électricité thermique fossile s'est établie à 20 TWh, le niveau le plus bas depuis 1952.

La consommation corrigée de la température s'est établie à 441 TWh en 2024, soit une légère hausse de 0,7 % par rapport à 2023. Bien que cela reste inférieur d'environ 8 % à la consommation des années 2014-2019, il s'agit de la première hausse depuis 2021. Cette stagnation à un niveau relativement bas est la conjonction d'effets haussiers, comme le développement de nouveaux usages de l'électricité, et d'effets baissiers, comme les efforts de sobriété et la baisse de la consommation industrielle liée à des baisses d'activité. L'électrification des usages, pourtant indispensable à l'atteinte des objectifs de décarbonation de notre pays, semble ne progresser que très lentement en 2024 et début 2025.

Dans ce contexte de production abondante, les prix de gros de l'électricité en France ont fortement baissé. En 2024, les prix journaliers de l'électricité ont fortement diminué par rapport à deux années précédentes, atteignant 57,8 €/MWh en moyenne, soit une baisse de 40 % par rapport à 2023 (96,9 €/MWh), et de 79 % par rapport à 2022 (275,8 €/MWh). Cette baisse est particulièrement marquée en France par rapport aux autres pays européens. Les niveaux de prix d'avant la crise restent cependant inférieurs, la moyenne 2014-2019 étant à 47,8 €₂₀₂₄/MWh.

Cette baisse des prix journaliers en moyenne s'accompagne d'une forte hausse de la variabilité des prix horaires au sein de la journée. On observe en 2024 un record de 352 heures à prix strictement négatif (dont un peu moins de la moitié compris entre -0,1 et 0 €/MWh). Au-delà des prix négatifs, le nombre d'heures à prix égal à 0 ou voisin de 0 est aussi en forte progression, avec 314 heures à prix compris entre 0 et 0,1 €/MWh, principalement au printemps et à l'été. Parallèlement, les pics de prix à plus de 200 €/MWh (25 heures) ont été relativement nombreux en décembre, et les prix horaires à plus de 100 €/MWh sont très fréquents (1360 heures en 2024).

Les prix très bas et très élevés coexistent fréquemment au sein de la même journée : en 2024, 35 journées ont connu au moins 2 heures à prix inférieur à 10 €/MWh et 2 heures à prix supérieurs à 100 €/MWh. Le marché de gros envoie ainsi un signal économique fort en faveur du développement des moyens de flexibilité de court terme tels que le stockage par batteries, le pilotage de la consommation, les offres de fourniture permettant aux consommateurs capables de valoriser leur flexibilité, etc.

La forte détente de l'équilibre offre-demande en France a conduit à un record du solde exportateur à 89 TWh en 2024, dépassant le précédent record de 77 TWh établi en 2002. La France a été exportatrice nette sur toutes ses frontières en particulier vers l'Allemagne et la Belgique, la Suisse et l'Italie. Les échanges avec l'Espagne sont proches de l'équilibre, avec une augmentation significative des exportations au cours des troisième et quatrième trimestres de cette année.

Sur les marchés à terme, les prix sont également en forte baisse et ont été plus stables. Le prix du produit calendaire français Y+1 base s'est établi en moyenne à 76,6 €/MWh, soit plus de deux fois moins qu'en 2023 (162,6 €/MWh), mais encore élevé par rapport à l'historique (42 €/MWh en moyenne sur la période 2014-2019). En début d'année, l'évolution des prix de l'électricité en France restait fortement corrélée aux prix du gaz, avec un écart très réduit par rapport aux prix allemands. Toutefois, à partir d'avril, les prix français ont commencé à baisser rapidement et à se rapprocher des prix espagnols. Pendant le reste de l'année, les prix de l'année Y+1 ont fluctué entre 70 et 80 €/MWh. En 2024, l'écart avec l'Allemagne était de 12 €/MWh en moyenne et s'est creusé au premier semestre 2025 à 23,1 €/MWh.

Les volumes échangés sur le marché de gros en 2024 sont en très forte hausse par rapport à 2023 (1 434 TWh contre 673 TWh, soit + 118%), établissant un nouveau record. Cela est dû d'une part à l'amélioration des conditions de marché et d'autre part à la fin de l'ARENH qui conduit les fournisseurs à s'approvisionner entièrement sur les marchés à partir de 2026 et EDF à y vendre sa production excédant la consommation de ses clients. Sur les marchés à terme, l'utilisation des contrats à livraison physique, délaissés au profit de contrats à règlement financiers pendant la crise, est également en hausse (+120 % entre 2023 et 2024).

Sur les échéances plus lointaines, les échanges ont été particulièrement dynamiques en 2024. Une forte progression de la liquidité sur les échéances jusqu'à 2028 (Y+4), particulièrement pour les années de livraison 2026 (Y+2) et 2027 (Y+3), est observée. En revanche, la liquidité reste très faible pour l'année 2029 (Y+5).

L'équilibrage du système électrique a poursuivi en 2024 son évolution vers des mécanismes de marché, avec le redémarrage en juin 2024 de l'appel d'offres journalier pour la contractualisation des capacités de réserve secondaire selon un ordre de préséance économique, complétant le marché d'activation en énergie ouvert en novembre 2023 pour cette même réserve. A ce stade, les marchés de la réserve secondaire restent dans leur phase de démarrage et présentent des prix et une volatilité élevée. Des évolutions prévues en 2025, en termes notamment d'intégration européenne, permettront d'améliorer leur fonctionnement. Le déploiement progressif de nouveaux actifs bien adaptés pour fournir la réserve secondaire, notamment les batteries, concourra également à la diminution des prix et de leur volatilité. Enfin, les marchés de l'équilibrage constituent des produits énergétiques de gros au titre du REMIT et font donc l'objet d'une surveillance par la CRE.

Les marchés de l'équilibrage poursuivent également leur intégration au niveau européen, avec la connexion de RTE à la plateforme européenne d'activation de réserve secondaire (plateforme PICASSO⁴) en avril 2025, et la connexion de RTE à la plateforme européenne d'activation de la réserve tertiaire (plateforme MARI⁵) prévue pour le premier trimestre 2026.

Les prix du mécanisme de capacité en 2024 pour l'année de livraison 2025 ont reflété une nouvelle amélioration des marges sur le système électrique, atteignant en moyenne 14,7 k€/MW sur l'année 2023, contre 27,1 k€/MW pour l'année de livraison 2024 en 2023. Le prix de la dernière enchère pour l'année de livraison 2025 est tombé à 0 €/MW, ce qui s'explique notamment par la baisse de la consommation de pointe et par la hausse des garanties de capacité issues des interconnexions régulées.

Les tendances marquantes de 2024 se poursuivent sur le début de l'année 2025. Les fondamentaux du marché sont toujours favorables à la poursuite de la détente observée en 2024, EDF prévoyant une production nucléaire annuelle entre 350 et 370 TWh, et la consommation restant à des niveaux similaires à 2024. Les prix journaliers de l'hiver 2024-2025 sont restés très variables, et élevés, mais à des niveaux comparables à l'hiver 2023-2024, tandis que les prix à terme ont baissé et évoluent entre 60 et 65 €/MWh pour le produit calendaire base Y+1. Le printemps et le début de l'été sont marqués par un nombre record d'heures à prix négatif sur le marché journalier. Enfin, l'activité sur les marchés de gros se maintient avec des volumes échangés similaires à fin 2024.

⁴ En anglais *Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation – PICASSO*.

⁵ En anglais *Manually Activated Reserves Initiative – MARI*.

Sommaire

SYNTHESE	2
SECTION 1 : LA SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS PAR LA CRE	13
1. La surveillance des marchés de gros par la CRE dans le cadre du REMIT en 2024	14
1.1. Vue d'ensemble des sources de détection de comportements potentiellement suspects en 2024	15
1.2. Dispositif de surveillance et détection interne.....	17
1.3. Signalements externes et accompagnement des acteurs organisant et exécutant des transactions dans leur mission de surveillance...	17
1.4. Principales évolutions des missions de surveillance des marchés par la CRE à la suite de la révision du REMIT	19
2. Enquêtes et sanctions portant sur des manquements au REMIT	20
2.1. Enquêtes conduites par la CRE.....	20
2.2. Résumé des principales décisions de sanction pour manquement au REMIT prononcées par le CoRDiS et les régulateurs dans l'Union européenne	20
2.3. La coopération avec d'autres autorités et l'accroissement de l'efficacité des procédures d'enquête et de sanction	22
3. La surveillance des marchés de gros au niveau européen	23
3.1. Activités menées ou coordonnées par l'ACER sur la surveillance des marchés de gros.....	23
3.2. Les orientations non contraignantes de l'ACER.....	23
3.3. Les échanges de données REMIT avec l'ACER	25
SECTION 2 : LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ	28
1. Contexte européen et international	29
2. Evolution de l'offre et de la demande de gaz en France en 2024	31
2.1. Bilan des flux commerciaux sur le système français.....	31
2.2. La consommation française en baisse pour la troisième année consécutive du fait de l'utilisation réduite des centrales électriques à gaz.....	32
2.3. Les entrées de gaz sur la TRF : les livraisons de GNL ont diminué davantage que les importations terrestres	34

2.4.	Les stockages ont été fortement sollicités pendant l'hiver 2024/2025.....	38
2.5.	Le mécanisme de spread localisé a été beaucoup moins activé en 2024	38
3.	Les prix et volumes échangés sur le marché français.....	40
3.1.	Les prix au PEG ont rebondi en 2024, en particulier sur le marché court terme.....	40
3.2.	Les volumes échangés au PEG sont en hausse sur les marchés à terme et en baisse sur le marché spot.....	43
3.3.	La campagne de commercialisation 2024/2025 des capacités de stockage a été menée avec succès malgré des conditions de marché défavorables	45
4.	Bilan des marchés de gros du gaz naturel en France en 2024.....	47
	SECTION 3 : LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ.....	49
1.	Evolution de l'offre et de la demande en France en 2024	50
1.1.	Equilibre du système électrique français : les injections sur le réseau et les exportations augmentent significativement, la consommation stagne	50
1.2.	La consommation se stabilise en 2024.....	51
1.3.	La production d'électricité remonte et dépasse le niveau de 2019	53
1.3.1.	La production nucléaire remonte au niveau pré-crise	54
1.3.2.	Production hydroélectrique : une croissance significative grâce à des précipitations abondantes	57
1.3.3.	Eolien et solaire : malgré l'augmentation de la capacité installée, la production est affectée par les conditions météorologiques	59
1.3.4.	Sources fossiles : production d'électricité au plus bas depuis 70 ans.....	61
1.3.5.	Les exportations d'électricité de la France atteignent un niveau record	61
2.	Les prix de gros de l'électricité.....	63
2.1.	Les prix du marché journalier en nette baisse avec une pénétration croissante des renouvelables	63
2.2.	Marginalité des différentes filières de production en 2024 : le prix de l'électricité française a été moins dépendant du prix du gaz qu'en 2023.....	69
2.3.	Ecart entre les prix <i>spot</i> et les coûts marginaux d'EDF.....	74
2.4.	Niveau de convergence des prix <i>spot</i> français par rapport aux pays voisins	75
2.5.	Baisse des prix à terme français et apparition d'un écart de prix important avec l'Allemagne à partir du deuxième trimestre 2024.....	78

2.6.	Evolution des prix des quotas d'émissions de CO2.....	84
3.	Hausse des volumes échangés sur le marché à terme français avec la fin de l'ARENH	85
4.	Les marchés de l'équilibrage : services système, ajustement et réserves	92
4.1.	Rappel des principes généraux de fonctionnement des marchés de l'équilibrage et des évolutions à venir.....	92
4.1.1.	La réserve primaire	92
4.1.2.	La réserve secondaire	92
4.1.3.	La réserve tertiaire	93
4.1.4.	Le dispositif de responsable d'équilibre	94
4.2.	Bilan des marchés de l'équilibrage en 2024.....	95
4.2.1.	Vue d'ensemble.....	95
4.2.2.	La réserve primaire	96
4.2.3.	La réserve secondaire	97
4.2.4.	Le mécanisme d'ajustement	102
4.2.5.	La plateforme TERRE	103
4.3.	La surveillance des marchés de l'équilibrage par la CRE.....	104
5.	Le marché de garanties de capacité.....	105
5.1.	Rappel des grands principes du mécanisme de capacité français....	105
5.2.	En 2024, le prix de la capacité a connu une baisse constante tout au long des enchères	106
5.3.	Le prix faible de la capacité pour l'année de livraison 2025 illustre l'amélioration significative des marges pour le système électrique.....	107
6.	Bilan des marchés de gros de l'électricité en France en 2024	109
	Chiffres clés	111
1.	Marchés du gaz	111
2.	Marchés de l'électricité.....	113

LA CRE ET LE REGLEMENT REMIT : LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS, UN ENJEU EUROPEEN

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) est responsable depuis 2006 de la surveillance des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel. Elle publie chaque année son rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel.

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la CRE s'inscrit dans le cadre du règlement européen 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 (REMIT). Ce règlement a été révisé par le règlement européen n°2024/1106 du Parlement européen et du Conseil du 11 avril 2024 modifiant les règlements n°1227/2011 et n°2019/942 visant à améliorer la protection de l'Union contre les manipulations de marché sur le marché de gros de l'énergie. Le REMIT révisé est entré en vigueur le 7 mai 2024.

En application des dispositions de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE surveille les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel et garantit notamment le respect des articles 3, 4, 5, 7 quater, 7 quinquies, 8, 9 et 15 du REMIT.

A ce titre, la CRE porte une attention particulière aux dispositions visant à assurer l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie en :

- interdisant les manipulations de marché et les opérations d'initiés (articles 3 et 5) ;
- obligeant les acteurs du marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent (article 4).

La CRE s'attache à garantir également le respect, par les personnes organisant ou exécutant des transactions à titre professionnel (PPAET)⁶, de leurs obligations au titre de l'article 15 du REMIT de détection et de déclaration de suspicions d'opérations d'initiés ou de manipulations de marché, ainsi que de suspicions de non-publication des informations privilégiées.

Le REMIT est mis en œuvre au niveau européen dans le cadre des dispositions de son article 16 qui prévoit en particulier la coopération entre l'ACER, l'ESMA⁷, les régulateurs de l'énergie des Etats membres de l'Union européenne et les autorités financières et de concurrence.

⁶ En anglais *Persons Professionally Arranging or Executing Transactions* ou PPAET, principalement les bourses, les courtiers, certains gestionnaires du réseau et certains acteurs de marché.

⁷ Autorité Européenne des Marchés Financiers, en anglais *European Securities and Markets Authority – ESMA*.

ACTIVITE DE LA CRE EN 2024 DANS LE CADRE DE SA MISSION DE SURVEILLANCE



15,1 millions de transactions surveillées (+31 %*)

3 704 TWh échangés (+36 %*)

Plus de 181 Mds € échangés en valeur (-14 %*)



2 029 acteurs enregistrés auprès de la CRE (+7 %*)

Une cinquantaine de cas en cours d'analyse au titre de la surveillance



9 enquêtes en cours

2 procédures de sanction en cours d'instruction par le CoRDIS

* Par rapport à 2023

Marché de gros en France en 2024

Prix de l'électricité



57,8 €/MWh en moyenne des prix *day-ahead*, soit **-40 %** par rapport à 2023

76,6 €/MWh en moyenne des prix à terme calendaires pour la première année (CAL+1), soit **-53 %** par rapport à 2023

Prix du gaz naturel



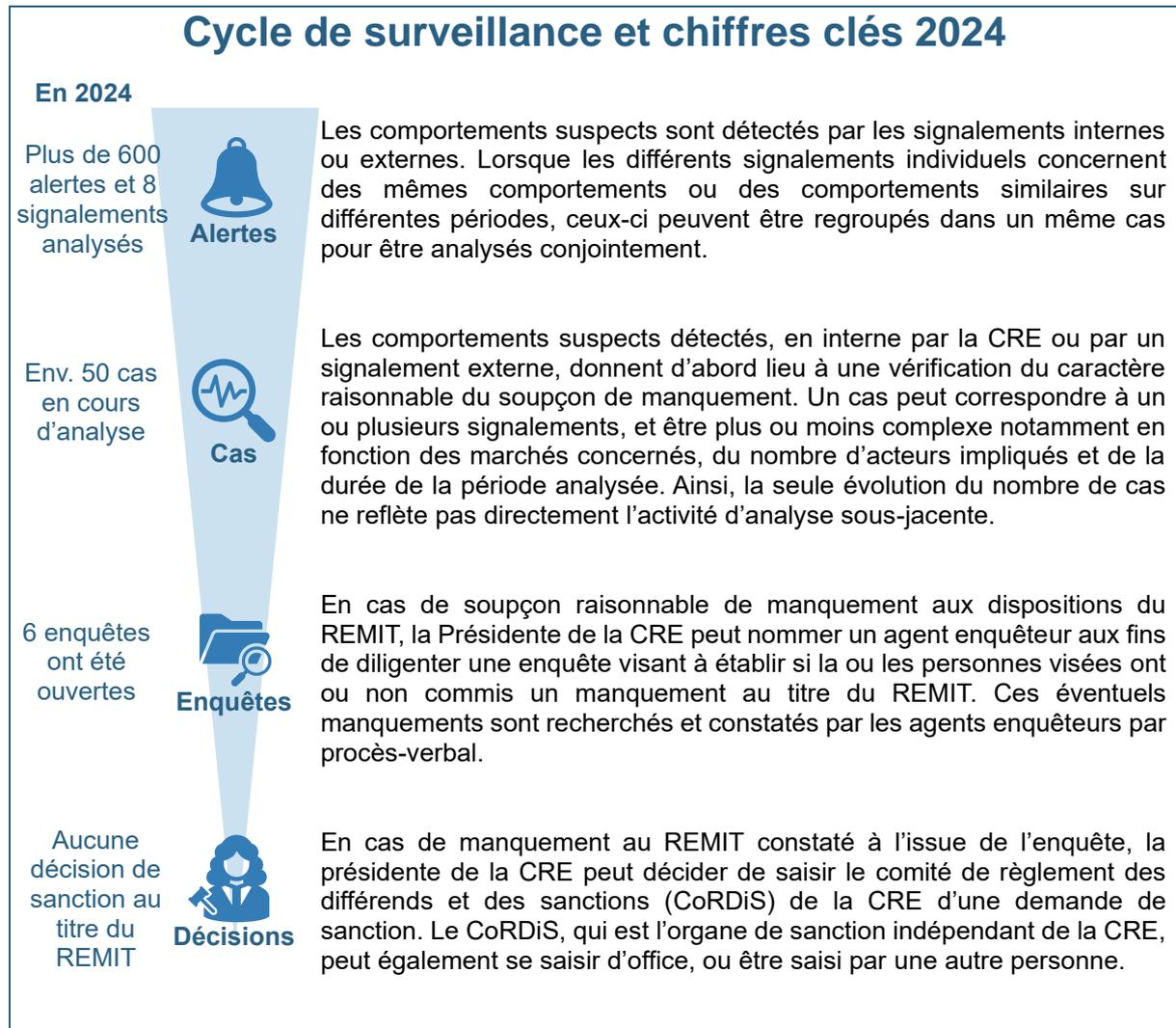
34,0 €/MWh en moyenne des prix *day-ahead*, soit **-15 %** par rapport à 2023

36,2 €/MWh en moyenne des prix à terme calendaires pour la première année (CAL+1), soit **-28 %** par rapport à 2023

SECTION 1 : LA SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS PAR LA CRE

1. La surveillance des marchés de gros par la CRE dans le cadre du REMIT en 2024

La CRE exerce une surveillance active des marchés de gros de l'électricité et du gaz, s'appuyant sur la détection interne de comportements potentiellement suspects et sur l'analyse de signalements externes. L'analyse de ces comportements peut conduire à l'ouverture d'enquêtes, et à la saisine du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) d'une demande de sanction.



En 2024, la CRE a réorganisé ses activités de surveillance des marchés de gros pour gagner en efficacité et en flexibilité, d'une part en renforçant l'activité de traitement des données de marché, et d'autre part en amplifiant les synergies entre les analyses de surveillance et les enquêtes.

La direction de la CRE menant les activités de surveillance des marchés de gros, auparavant nommée « Direction de la surveillance des marchés de gros », était composée de deux départements : le *Département analyse des marchés et outils de surveillance*, chargé de la réception et gestion de données nécessaires à la surveillance des marchés, de l'élaboration des outils nécessaires à leur compréhension et analyse, du suivi des marchés, de la détection et de l'analyse préliminaire des comportements suspects en manquement au REMIT, et le *Département surveillance approfondie et enquêtes*, chargé des analyses approfondies des cas et de la conduite des enquêtes.

Cette direction, désormais nommée « Direction des marchés de gros » se compose à présent de trois départements :

- le *Département données et opérations*, chargé du développement et de l'opération de la chaîne de traitement des données de marché, ainsi que de la gestion des outils de détection automatique,
- le *Département analyse des marchés*, chargé des analyses thématiques sur les marchés de gros, de l'élaboration de la stratégie de surveillance et du développement des outils de détection et d'analyse, et
- le *Département surveillance et enquête*, chargé de l'analyse des comportements suspects au titre du REMIT détectés en interne et ayant fait l'objet d'un signalement externe ainsi que de la conduite des enquêtes.

1.1. Vue d'ensemble des sources de détection de comportements potentiellement suspects en 2024

Les activités de surveillance de la CRE s'appuient sur la détection *ex-post* des comportements suspects, soit par des outils de détection internes soit à la suite de déclarations transmises par des parties externes.

La détection interne repose sur des outils automatisés visant à surveiller des segments de marchés pour détecter des scénarios et des comportements spécifiques des acteurs du marché, à partir des données de marché collectées par l'ACER dans le cadre de REMIT, et des données collectées directement par la CRE auprès de certains acteurs du marché. Des analyses peuvent également être conduites sur la base du suivi de la conjoncture des marchés (épisodes de prix élevés, etc.) et des fondamentaux.

La détection externe repose sur les déclarations de comportements suspects reçues de différentes sources, dont en premier lieu les personnes organisant et exécutant des transactions à titre professionnel (*Persons Professionally Arranging or Executing Transactions* - PPAET)⁸. En particulier, les bourses, les courtiers et certains gestionnaires de réseau, en tant qu'organisateur des opérations de négoce sur leurs plateformes représentent une source d'information de grande valeur pour la CRE.

L'ACER transmet également les comportements suspects qu'elle détecte en les accompagnant par ses analyses préliminaires, ainsi que les alertes issues de ses systèmes automatiques de détection, sans analyse qualitative associée. Parmi ces alertes, certaines relèvent exclusivement du marché français sous la responsabilité de la CRE et d'autres impliquent des échanges transfrontaliers et concernent donc également d'autres régulateurs. L'ACER introduit progressivement de nouveaux types d'alertes, ciblant des nouveaux types de comportements.

De même, d'autres autorités de régulation, ainsi que des acteurs du marché, que ce soit en France ou à l'étranger, transmettent à la CRE les informations relatives à des comportements suspects.

La CRE encourage les PPAET et tous les acteurs du marché à faire preuve de la plus grande vigilance et rappelle que toute personne ayant connaissance de comportements susceptibles de constituer un manquement au REMIT peut les signaler, y compris de façon anonyme, à l'adresse surveillance@cre.fr ou sur la plateforme européenne de notification (<https://www.acer-remit.eu/np/home>) prévue à cet effet.

⁸ En application de l'article 15 du règlement REMIT, les PPAET ont l'obligation d'avertir l'ACER et les autorités de régulation nationales concernées en cas de soupçon de manquement aux articles 3, 4 ou 5 du REMIT sans plus tarder et, en tout état de cause, au plus tard dans un délai de quatre semaines à compter du jour où le PPAET prend connaissance de l'événement suspect. Les manquements à cette obligation peuvent être sanctionnés par le CoRDIS en application de l'article L. 134-25 du code de l'énergie.

Eléments clés 2024

Détection interne



- Les outils de la CRE visent à détecter les comportements susceptibles de constituer un manquement aux obligations de publication des informations privilégiées ou d'interdiction d'opération d'initié ou de manipulation de marché.
- Environ 630 alertes portant sur l'année 2024 ont fait l'objet d'analyses dédiées par la CRE ; 12 % d'entre elles ont nécessité des actions complémentaires, notamment des demandes d'information aux acteurs concernés.
- Des analyses spécifiques ont été menées à la suite de l'ouverture des nouveaux marchés d'équilibrage.

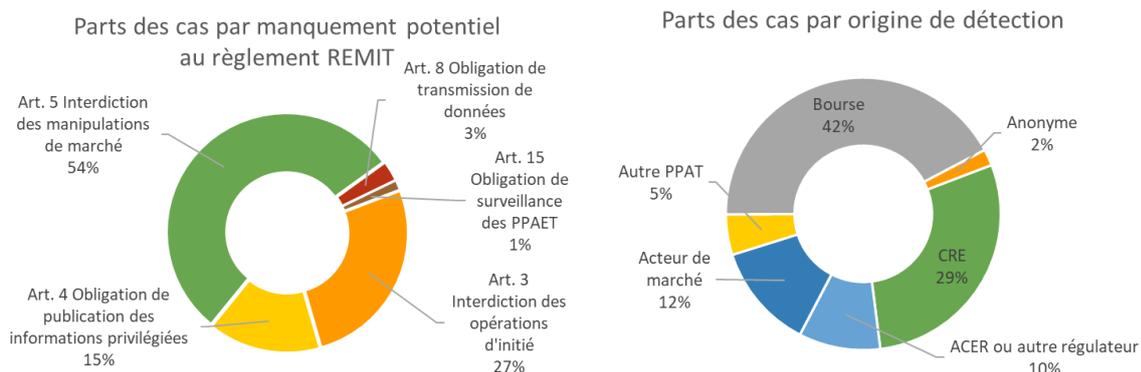
Détection externe



- La CRE est responsable de réaliser les analyses de 6 signalements provenant de PPAT et de 2 signalements d'autres acteurs reçus en 2024⁹.
- La CRE est impliquée dans le suivi d'autres signalements pour lesquels un autre régulateur européen est responsable de la conduite des analyses.
- 7 PPAT font l'objet d'un suivi rapproché par la CRE de la bonne mise en œuvre de dispositifs de surveillance de leurs marchés en application de l'article 15 du REMIT.
- 60 alertes automatiques de l'ACER ont été reçues portant sur l'année 2024¹⁰.

Selon leur complexité, l'analyse des cas peut prendre plus ou moins de temps. Ainsi, au cours d'une année, la CRE examine les nouveaux signalements tout en poursuivant les analyses des détections antérieures. La Figure 1 présente un bilan de l'ensemble des cas ayant fait l'objet d'analyses depuis 2012 et fait apparaître que les soupçons de manquement au REMIT concernent le plus souvent ses articles 3 et 5 (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations de marché), respectivement dans 25 % et 56 % des cas, et sont le plus souvent ouverts à la suite d'un signalement d'une bourse.

Figure 1 : Cas d'analyse ouverts par type de manquement et source de détection



⁹ Etant donné que les obligations des PPET au titre de l'article 15 du REMIT révisé ne sont entrées en vigueur qu'en novembre 2024, la CRE ne dresse pas de statistiques spécifiques à leur égard dans le présent rapport.

¹⁰ L'ACER a rencontré des difficultés opérationnelles en 2024, ce qui a retardé la disponibilité des données dans l'outil principal de surveillance du marché d'ACER. Cela a entraîné un retard qui devrait être résorbé au cours de 2025.

1.2. Dispositif de surveillance et détection interne

La CRE a mis en place en 2023 un processus interne de génération d'alertes automatiques, analysées dans un délai proche du temps réel, qui peuvent donner lieu à des demandes d'informations auprès des acteurs concernés, à des analyses plus approfondies ou, le cas échéant, à des enquêtes. Ce processus est complété par un suivi actif de la conjoncture des marchés qui peut conduire à des analyses approfondies des comportements des acteurs pour identifier ceux susceptibles de constituer de potentiels manquements au REMIT (par exemple, épisodes de prix élevés sur certains segments de marché, certaines séquences de communication des informations aux marchés, etc.).

L'ensemble de ce dispositif repose sur l'exploitation des données collectées par l'ACER au titre du REMIT et partagées avec la CRE, ainsi que des données collectées directement par la CRE auprès de certaines bourses, courtiers, gestionnaires de réseaux de transport (GRTs) ou d'acteurs du marché. Les dernières années ont donné lieu à un fort développement du volume de données générées, notamment en ce qui concerne les ordres transmis sur les marchés de gros. Le nombre d'événements d'ordres et de transactions traités par la CRE a ainsi été multiplié par 5 entre le T4 2022 et le T4 2024 (et a encore été multiplié par plus de 2 entre le T4 2024 et le T1 2025, cf. sous-section 0). Le traitement des données REMIT représente ainsi un défi nouveau du fait de la forte hausse de leur volumétrie, alors que la diversité des sources de données exploitées par la CRE constitue un enjeu continu pour la détection et l'analyse de comportements potentiellement suspects.

Les alertes automatiques mises en place par la CRE concernent d'une part des critères de nature générique et statistique, permettant de détecter des valeurs significativement différentes des tendances de prix et volumes de transactions, de positions, etc., et d'autre part des scénarios spécifiques surveillés sur différents segments de marché. Les alertes visent à détecter des opérations d'initié ou des manipulations de marché interdites par les articles 3 et 5 du REMIT, mais aussi à surveiller l'efficacité des publications concernant la disponibilité des installations de production, au titre de l'article 4 du REMIT.

Les alertes générées sont ensuite analysées par la CRE à l'aide d'outils de visualisation, faisant appel à l'expertise des analystes et éventuellement à des données complémentaires pour déterminer si le comportement est ou non susceptible de constituer un manquement. Dans les cas où une erreur de déclaration de données est suspectée, ou pour tenter d'expliquer un comportement, des demandes d'information peuvent être envoyées aux acteurs concernés.

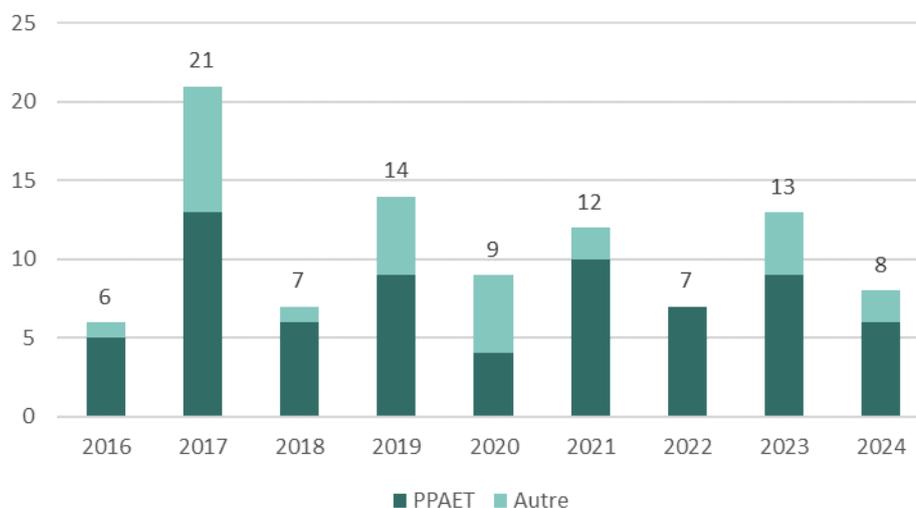
Si l'analyse confirme le soupçon de manquement au REMIT, des analyses plus détaillées sont menées et peuvent conduire à l'ouverture d'une enquête.

La CRE a renforcé l'efficacité de l'analyse des alertes générées en 2024. Environ 630 alertes portant sur l'année 2024 ont été analysées par la CRE, dont 12 % ont nécessité des actions complémentaires, notamment des demandes d'information aux acteurs concernés. Les acteurs interrogés montrent en général un bon degré de réactivité, notamment pour corriger des déclarations de données, le cas échéant.

1.3. Signalements externes et accompagnement des acteurs organisant et exécutant des transactions dans leur mission de surveillance

La Figure 2 présente le nombre de signalements de comportements suspects au titre du REMIT notifiés à la CRE par les PPAET ou par d'autres acteurs ces dernières années.

Figure 2 : Signalements externes par source de la détection



Le REMIT révisé a étendu les obligations au titre de son article 15, visant initialement les personnes arrangeant des transactions sur des produits énergétiques de gros à titre professionnel (PPAT), aux personnes exécutant des transactions sur des produits énergétiques de gros à titre professionnel (PPET). Désormais, l'article 15 du REMIT prévoit que les PPAET doivent d'une part, établir et conserver des dispositions, des systèmes et des procédures efficaces pour déceler les violations potentielles de articles 3 (interdiction des opérations d'initié), 4 (obligation de publier les informations privilégiées) ou 5 (interdiction des manipulations de marché) du REMIT, d'autre part, avertir l'ACER et l'autorité de régulation nationale concernée si elles ont des raisons de suspecter qu'une transaction pourrait enfreindre ces dispositions.

Parmi les principales évolutions des obligations de surveillance des marchés de gros par les PPAET sont à noter :

- l'extension de l'obligation de surveillance des marchés pesant sur les PPAET aux manquements à l'article 4 (obligation de publier les informations privilégiées),
- l'extension de l'application des articles 3 et 5 aux produits énergétiques de gros qui sont également des instruments financiers,
- l'obligation d'avertir l'ACER et les Autorités de régulation nationales (ARN) concernées en cas de soupçon de manquement aux articles 3, 4 ou 5 du REMIT sans plus tarder et, en tout état de cause, au plus tard dans un délai de quatre semaines à compter du jour où le PPAET prend connaissance de l'événement suspect.

L'entrée en vigueur du REMIT révisé a eu, dès fin 2024, un impact sur les signalements reçus par la CRE dans le cadre de l'article 15. La CRE commence à recevoir en effet des nouveaux types de signalements d'acteurs liés à l'extension de l'obligation pesant sur les PPAT à certains PPET et à l'extension du champ d'application du REMIT aux produits énergétiques de gros qui sont des instruments financiers.

La CRE considère indispensables les activités de surveillance opérées par les PPAT - essentiellement les bourses, courtiers et certains GRTs¹¹ - et entretient avec eux des échanges réguliers, leur rappelant leur devoir de surveillance et apportant un regard critique sur les mesures mises en place. Ces échanges permettent à la CRE non seulement de renforcer la surveillance des marchés de gros de l'énergie en France mais également de bénéficier de l'expertise de chacun de ces PPAT sur les segments de marchés sur lesquels elles opèrent. Ils permettent également de suivre le développement et les évolutions des outils et procédures de surveillance mis en place par les PPAT et de partager les analyses de cas suspects détectés dans leur périmètre.

La CRE veille au respect, par les PPAET, de leurs obligations au titre de l'article 15 du REMIT révisé, lesquelles ne sont entrées en vigueur qu'en novembre 2024 pour les PPET.

La CRE constate que certains PPAET reportent un faible nombre signalements. La CRE rappelle qu'il lui incombe, dans le cadre prévu par la loi, d'ouvrir des enquêtes à l'encontre des PPAET qui n'exerceraient pas correctement leur mission de surveillance des marchés de gros, et que ces enquêtes sont susceptibles d'aboutir à des décisions de sanction. La CRE note par ailleurs que le nombre de signalements reçus devrait continuer à croître du fait de l'élargissement du champ d'application du REMIT aux produits énergétiques de gros qui sont également des instruments financiers.

1.4. Principales évolutions des missions de surveillance des marchés par la CRE à la suite de la révision du REMIT

À la suite de la révision du REMIT, entrée en vigueur le 7 mai 2024, le périmètre des interdictions d'opérations d'initiés (article 3) et de manipulation de marché (article 5) est élargi aux produits énergétiques de gros qui sont aussi des instruments financiers. Cette modification était attendue depuis longtemps par la CRE, car les produits financiers et physiques participent conjointement à la formation des prix du gros et doivent donc avoir un même cadre de surveillance. A ce titre, certains comportements des acteurs pourraient relever à la fois du REMIT et du Règlement sur les abus de marché (MAR)¹², entraînant une coopération étroite et, le cas échéant, l'intervention possible de plusieurs autorités compétentes dans la surveillance des marchés : la CRE, les autres régulateurs nationaux, l'ACER, les Autorités Financières Compétentes et l'Autorité Européenne des Marchés Financiers (ESMA)¹³.

La définition des produits énergétiques de gros au titre du REMIT, dont la CRE surveille les échanges commerciaux, vise désormais le GNL, les contrats et produits dérivés relatifs au stockage d'électricité ou de gaz, et les contrats et produits dérivés susceptibles d'être livrés dans l'Union Européenne lors du couplage journalier et infrajournalier.

La révision de l'article 9 du REMIT, relatif à l'enregistrement des acteurs, impose aux acteurs qui ne sont ni résidents ni établis dans l'Union Européenne de nommer un représentant dans un Etat membre dans lequel ils exercent des activités sur les marchés de gros de l'énergie et de s'enregistrer auprès de l'ARN de l'Etat membre où est désigné le représentant.

L'article 5 bis du REMIT révisé prévoit que les acteurs du marché recourant au trading algorithmique ou fournissant un accès électronique direct à une place de marché organisé (OMP) le notifie à l'ARN de l'Etat membre dans lequel il est enregistré conformément à l'article 9(1) ainsi qu'à l'ACER. Dans le cadre de ce même article 5 bis du REMIT, la CRE peut demander aux acteurs enregistrés en France de lui fournir, de façon régulière ou ponctuelle, notamment une description de la nature de leurs stratégies de trading algorithmique.

¹¹ Avant la réforme du REMIT RTE a été le seul gestionnaire de réseau qualifié de PPAT en France. L'entrée en vigueur du REMIT révisé nécessite de réévaluer la qualification des GRTs, qui n'ont pas été reconnus comme PPAT précédemment. Ce processus est actuellement en cours.

¹² Règlement (UE) n°596/2014 du Parlement européen et du Conseil du 16 avril 2014

¹³ En anglais *European Securities and Markets Authority* - ESMA.

2. Enquêtes et sanctions portant sur des manquements au REMIT

En application de l'article L.135-3 du code de l'énergie, les agents de la CRE habilités à cet effet par la Présidente de la CRE procèdent aux enquêtes nécessaires pour l'accomplissement des missions confiées à la CRE. Ainsi, en cas de soupçon de manquement aux dispositions du REMIT, la Présidente de la CRE peut nommer un agent enquêteur aux fins de procéder à une enquête.

Les manquements au REMIT constatés par les agents enquêteurs font l'objet d'un procès-verbal qui doit être notifié à la (aux) personne(s) concernée(s). A l'issue d'une enquête, en application de l'article L.134-25 du code de l'énergie, la Présidente de la CRE peut saisir, le cas échéant, le CoRDIS d'une demande de sanction.

2.1. Enquêtes conduites par la CRE

Entre 2014 et 2024, la CRE a ouvert vingt-trois enquêtes au titre du REMIT réparties de la manière suivante : deux enquêtes en 2014, trois en 2016, deux en 2017, une en 2018, une en 2019, quatre en 2021, deux en 2022, deux en 2023 et six en 2024. Parmi ces enquêtes 13 concernent le marché de l'électricité et 10 le marché du gaz.

L'ensemble de ces enquêtes ont été ouvertes à la suite de soupçons d'opérations d'initiés, de manipulations de marché (articles 3 et 5 du règlement REMIT) ou de manquements à l'obligation de publier les informations privilégiées (article 4 du règlement REMIT).

A fin 2024, parmi ces enquêtes :

- une a été clôturée car les pratiques examinées lors de l'enquête sont survenues avant l'entrée en vigueur de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 qui a confié au CoRDIS le pouvoir de sanctionner ce type de manquements ;
- une a été clôturée en 2020 pour des raisons liées à la prescription ;
- deux ont été clôturées par un constat de non-manquement ;
- une a été clôturée, suivie par l'envoi d'une lettre d'observations ;
- sept ont été clôturées par une décision du CoRDIS ;
- deux étaient en cours d'instruction par le CoRDIS ;
- pour les neuf enquêtes restantes à fin 2024, les analyses des agents enquêteurs étaient encore en cours.

Dans le cadre de ces enquêtes, le pouvoir de demande d'informations (documents comptables, factures et toute pièce ou document utile, y inclus les enregistrements téléphoniques et les données échangées existantes), en application de l'article L.135-4 du code de l'énergie et de l'article 13(2) du REMIT, a été mis en œuvre.

2.2. Résumé des principales décisions de sanction pour manquement au REMIT prononcées par le CoRDIS et les régulateurs dans l'Union européenne

La CRE présente ici les sanctions récentes, prononcées en France et dans les Etats membres de l'Union européenne. L'ACER tient à jour sur son site internet un récapitulatif¹⁴ des décisions publiques sanctionnant des manquements aux dispositions du REMIT au niveau européen. Il convient de noter que plusieurs décisions de sanction peuvent porter sur une même affaire.

¹⁴ Publication ACER Enforcement decisions – Overview of the sanction: <https://www.acer.europa.eu/remit/coordination-on-cases/enforcement-decisions>

Le REMIT révisé introduit des montants minimums de plafonds de sanctions, consistant en des pourcentages du chiffre d'affaires pour les personnes morales et de montants pour les personnes physiques, en fonction du type de manquement sanctionné. L'article L. 134-27 du code de l'énergie a été modifié par la loi n° 2025-391 du 30 avril 2025, en cohérence avec ces plafonds. Il est important de noter que le montant de chaque sanction imposée par le CoRDIS est déterminé individuellement pour chaque dossier, en tenant compte de circonstances de l'affaire examinée *in concreto*. Ainsi, le 2° de l'article L. 134-27 du code de l'énergie indique que le montant de la sanction pécuniaire 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.* » Les montants des sanctions sont donc difficilement comparables d'une décision à l'autre. La loi n° 2025-391 du 30 avril 2025 a également introduit à l'article L. 134-27 du code de l'énergie la possibilité pour le CoRDIS de prononcer d'autres mesures prévues par l'article 18 du REMIT révisé relatif aux sanctions.

Tableau 1 : Décisions de sanction en 2024 au niveau européen en lien avec des manquements aux dispositions des articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT¹⁵

Date de la décision	Autorité, Etat membre	Acteur de marché	Type de violation du règlement REMIT	Montant de sanction	Statut de la décision
19/01/2024	ANRE (RO)	EFT Furnizare SRL	Article 5	50 497 126 RON (env. 10,1 M€)	En appel
19/01/2024	ANRE (RO)	Freepoint Commodities Europe LLP	Article 5	22 917 465 RON (env. 4,6 M€)	En appel
19/01/2024	ANRE (RO)	Nova Power&Gas SRL	Article 5	100 106 676 RON (env. 20,1 M€)	En appel
19/01/2024	ANRE (RO)	Tinmar Energy SA	Article 5	363 982 052 RON (env. 73,1 M€)	En appel
29/03/2024	ANRE (RO)	Energy Republic Trading S.R.L.	Article 5	6 336 705 RON (env. 1,3 M€)	En appel
29/03/2024	ANRE (RO)	Qmb Energy S.R.L.	Article 5	3 933 082 RON (env. 798 810 €)	En appel
29/03/2024	ANRE (RO)	Land Power S.R.L.	Article 5	7 736 057 RON (env. 1,6 M€)	En appel
20/02/2024	ARERA (IT)	ENET Energy S.A.	Article 5	940 000 €	En appel
05/03/2024	ARERA (IT)	EC Energy Clean SA	Articles 8 et 9	25 000 €	Finale
17/06/2024	BNETZA (DE)	Gascade Gastransport GmbH	Article 4	75 000 €	Finale
05/07/2024	CNMC (ES)	Enérgya VM Gestión de Energía	Article 5	1,0 M€	Appel possible
24/07/2024	CNMC (ES)	Neuro Energía y Gestión	Article 5	1,1 M€	Appel possible
03/10/2024	CNMC (ES)	Gesternova S.A.	Article 5	6,0 M€	Appel possible
03/10/2024	CNMC (ES)	Axpo Iberia S.L.	Article 5	1,5 M€	Appel possible
16/04/2024	DKER (BG)	Kozloduy NPP	Article 3	604 064 BGN (env. 300 000 €)	Appel possible
29/05/2024	DKER (BG)	Aes-3c Maritza East 1 EOOD	Article 4	10 000 BGN (env. 5 000 €)	Finale

¹⁵ Etat des lieux à date de publication du présent rapport.

03/12/2024	DKER (BG)	TPP Bobov dol	Article 4	80 000 BGN (env. 40 000 €)	En appel
03/12/2024	DKER (BG)	TPP Contour Global Maritsa East 3	Article 4	10 000 BGN (env. 5 000 €)	En appel
03/12/2024	DKER (BG)	AES 3C Maritza East 1	Article 4	20 000 BGN (env. 10 000 €)	Finale

Il convient de noter qu'en 2024, ENGIE a formé un recours contre la décision du CoRDIS du 26 décembre 2023 sanctionnant l'entreprise d'un montant de 500 000 € pour des manquements aux articles 3 (interdiction des opérations d'initié) et 4 (obligation de publier les informations privilégiées) du REMIT. La CRE signale que la décision du CoRDIS a été validée, pour l'essentiel, par la décision du Conseil d'Etat du 18 juin 2025¹⁶. Ce dernier a cependant considéré que 45 opérations de marché (sur 234 ayant été en litige) ne relevaient pas de l'utilisation de l'information privilégiée en cause. Le Conseil d'Etat a par conséquent jugé que « *compte tenu (...) de la réduction, limitée, du nombre d'opérations de marché réalisées (...) sur la base d'informations privilégiées non publiées, il y a seulement lieu de ramener le montant de la sanction pécuniaire de 500 000 euros à 490 000 euros.* »

Aucune décision de sanction n'a été prononcée par le CoRDIS en 2024. Toutefois, il convient de mentionner la décision de sanction du CoRDIS en date du 20 janvier 2025, prononcée à la suite d'une séance tenue à huis clos le 18 décembre 2024. Par cette décision, le CoRDIS sanctionne deux sociétés pour manquement à l'article 5 du REMIT (interdiction des manipulations de marché) sur le marché du gros du gaz en 2019 et 2020 en ce qui concerne les capacités de transport de gaz naturel entre la France et l'Espagne à la suite d'une enquête menée par la CRE : la société Danske Commodities A/S à hauteur de 8 M€ et la société Equinor ASA à hauteur de 4 M€¹⁷. Les deux sociétés ont formé un recours contre cette décision du CoRDIS.

Enfin, la CRE considère pertinent de souligner la décision récente du CoRDIS en date du 22 avril 2025 par laquelle le CoRDIS retient, à l'encontre de la société J.P. Morgan SE, le manquement, visé à l'article L. 134-29 du code de l'énergie, à l'obligation de communication d'informations prévue à l'article L. 134-18 de ce code. La société J.P. Morgan SE a été sanctionnée à hauteur de 500 000 €¹⁸. Il s'agit de la première décision du CoRDIS relative à ce type de manquement. L'accès aux informations est primordial pour l'exercice des missions de surveillance par la CRE, non seulement pour garantir la transparence du marché, mais également pour renforcer la confiance en celui-ci. La société a formé un recours contre la décision du CoRDIS.

2.3. La coopération avec d'autres autorités et l'accroissement de l'efficacité des procédures d'enquête et de sanction

La coopération avec des autorités administratives indépendantes (AAI) françaises, impulsée en 2019, constitue un moyen privilégié d'échanges avec les autres autorités administratives indépendantes françaises (ACPR, ADLC, AMF, ART, ARCEP, CNIL, HATVP)¹⁹.

Le groupe de travail inter-AAI constitue en effet un levier d'innovation et d'échange d'expertise et d'expérience, et permet à la CRE de questionner et d'enrichir ses méthodes de surveillance et d'enquête. A titre d'illustration, la CRE a échangé avec les différentes AAI sur les défis et les avantages que les nouvelles technologies, incluant l'Intelligence Artificielle, pourraient apporter aux méthodes et aux analyses dans le cadre de la surveillance et des enquêtes.

¹⁶ <http://www.conseil-etat.fr/fr/arianeweb/CE/decision/2025-06-18/492318>

¹⁷ https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Decisions_du_CoRDIS/2025/08-40-23_CORDIS.pdf

¹⁸ https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Decisions_du_CoRDIS/2025/03-40-24_Decision_CoRDIS.pdf

¹⁹ ACPR - Autorité de contrôle prudentiel et de résolution, ADLC - Autorité de la concurrence, AMF - Autorité des marchés financiers, ART - Autorité de régulation des transports (anciennement ARAFER), ARCEP - Autorité de régulation des communications électroniques et des Postes, CNIL - Commission nationale de l'informatique et des libertés, HATVP - Haute autorité pour la transparence de la vie publique

En particulier, la CRE collabore depuis longtemps avec l'Autorité des marchés financiers (AMF), sur la base notamment du protocole d'accord signé en 2010²⁰ ayant pour objectif de permettre aux deux autorités de bénéficier de leurs informations et expertises réciproques afin d'assurer la réalisation et la pleine efficacité de leurs missions respectives, conformément aux dispositions de l'article L. 621-21 du code monétaire et financier et de l'article L. 134-17 du code de l'énergie²¹.

A titre d'illustration, courant 2024, la CRE et l'AMF ont régulièrement échangé sur la robustesse des procédures d'enquêtes et sur les différentes actions envisageables à l'issue des enquêtes. La CRE et l'AMF échangent régulièrement sur des sujets concernant à la fois les marchés de gros de l'énergie et financier, notamment les travaux de la Commission européenne alimentés par le rapport Draghi et le rapport Letta, ou sur les implications du REMIT révisé. L'entrée en vigueur du REMIT révisé et l'extension de son champ d'application aux produits énergétiques de gros qui sont également des instruments financiers donnent encore plus d'importance à la coopération entre la CRE et l'AMF.

Enfin, la Présidente et le Collège de la CRE, ainsi que le Président et le Collège du CoRDIS, ont conjointement décidé de proposer une réforme²² des procédures d'enquêtes, d'instruction et de sanction, avec l'objectif de gagner en célérité et en efficacité, notamment par l'introduction d'une procédure de sanction négociée. Ce projet de réforme nécessite notamment d'introduire et de modifier certaines dispositions législatives et réglementaires du code de l'énergie. Ces évolutions législatives ont été intégrées au projet de loi « simplification de la vie économique ».

3. La surveillance des marchés de gros au niveau européen

3.1. Activités menées ou coordonnées par l'ACER sur la surveillance des marchés de gros

Plusieurs groupes de travail dédiés à la surveillance des marchés existent au sein de l'ACER et du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER). Ils contribuent notamment à la mise en œuvre opérationnelle du REMIT par les autorités nationales de manière coordonnée et cohérente, notamment au travers d'échanges réguliers de partage d'expérience sur le traitement de cas de surveillance et de scénarios d'abus de marché. Les groupes de travail de l'ACER participent également à l'élaboration des orientations non contraignantes (« *guidance* ») sur l'application du REMIT publiées par l'ACER.

La CRE attache une grande importance à la progression des travaux sur REMIT dans le cadre de la collaboration entre les régulateurs européens. En 2024, Kseniya Khromova, Directrice des marchés de gros de l'énergie à la CRE, a été nommée co-présidente du Comité de pilotage REMIT de l'ACER pour un mandat de deux ans.

En outre, la coopération avec les autorités financières est amenée à s'intensifier avec l'entrée en vigueur du REMIT révisé, dont le périmètre est élargi aux produits énergétiques de gros qui sont également les instruments financiers.

3.2. Les orientations non contraignantes de l'ACER

Les orientations non contraignantes publiées par l'ACER se composent à ce jour de quatre documents principaux :

- les orientations générales sur l'application du REMIT, dont la 6^{ème} édition, publiée en juillet 2021, a été amendée par l'ACER le 18 décembre 2024²³, pour prendre en compte certaines évolutions liées à la révision du REMIT, et

²⁰ Pour plus d'informations : https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Communiqués_de_presse/import/101210_MOU_CRE-AMF_101210105039_0001.pdf

²¹ Antérieurement les articles 28 et 29 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000.

²² Cette volonté de réforme avait été identifiée parmi les objectifs de la feuille de route 2023-2024 de la CRE : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/feuille-de-route-2023-2024-de-la-cre> et a été réitérée dans les orientations stratégiques pour 2025-2030 : <https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/orientations-strategiques-2025-2030-de-la-cre.html>

²³ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Other%20Documents/6.1st_Edition_ACER_Guidance.pdf

- trois orientations thématiques portant sur des pratiques susceptibles de constituer des manipulations de marché au titre de l'article 5 du REMIT :
 - une orientation concernant la pratique de type « *Wash Trade* » définie comme la passation d'accords de vente ou d'achat d'un produit énergétique de gros, n'impliquant pas de changement dans la propriété de la valeur concernée ni dans le risque de marché ou impliquant le transfert de la détention ou du risque de marché entre des participants agissant de concert ou en collusion, parue en juin 2017²⁴ ;
 - une orientation concernant la pratique de type blocage de capacité de transport ou « *capacity hoarding* » sur le marché intrajournalier d'électricité, définie comme l'acquisition de tout ou partie de la capacité de transport disponible sans l'utiliser ou sans l'utiliser efficacement, parue en mars 2018²⁵ ;
 - une orientation concernant la pratique de type « *layering* » et « *spoofing* » sur les marchés de gros continus, définie comme l'émission par un acteur du marché d'un ordre important ou de plusieurs ordres sur un côté du carnet d'ordres, afin d'effectuer une ou plusieurs transactions de l'autre côté du carnet d'ordres, parue en mars 2019²⁶.

L'ACER publie par ailleurs une liste de questions et de réponses (« Q&A ») concernant la mise en œuvre du REMIT, et a publié la dernière mise à jour de ce document le 12 mars 2025²⁷. Cette mise à jour a pour objectif d'aligner les Q&A avec la version révisée du REMIT.

Enfin, l'ACER publie en tant que de besoin des lettres ouvertes pour préciser certaines orientations avec une flexibilité accrue par rapport au processus de révision de ses documents d'orientations générales. L'ACER a ainsi publié en 2024 trois lettres ouvertes liées à la révision du REMIT :

- une lettre ouverte du 17 avril 2024²⁸ sur les impacts de la révision du REMIT concernant la déclaration de données et les obligations de notification ;
- une lettre ouverte du 30 juillet 2024²⁹ sur l'obligation de déclaration de l'utilisation du trading algorithmique et de la fourniture d'accès électronique direct au marché ;
- une lettre ouverte du 25 septembre 2024³⁰ sur la déclaration d'un représentant dans l'Union européenne pour les entités établies hors UE, ainsi que sur les nouvelles obligations portant sur les PPAET.

La CRE contribue à la mise en œuvre opérationnelle du REMIT par les autorités nationales et l'ACER de manière coordonnée et à l'élaboration de positions communes sur la définition et l'encadrement des pratiques d'abus des marchés de gros au titre du REMIT.

²⁴ Pour plus d'information : <https://www.acer-remit.eu/portal/document-download?documentId=u518na123yq>

²⁵ Pour plus d'information : <https://acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-publishes-guidance-on-capacity-hoarding-in-intraday-electricity-markets-that-could-constitute-market-manipulation.aspx>

²⁶ Pour plus d'information : <https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-publishes-guidance-on-layering-and-spoofing-in-continuous-wholesale-energy-markets-.aspx>

²⁷ Pour plus d'information : <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/Q%26As%20on%20REMIT/R-EMIT-30th-edition-QAs.pdf>

²⁸ Pour plus d'information : <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/Open%20Letters%20on%20REMIT%20Policy/Open-letter-on-REMIT-revision-implications.pdf>

²⁹ Pour plus d'information : <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/Open%20Letters%20on%20REMIT%20Policy/Open-letter-on-algorithmic-trading.pdf>

³⁰ Pour plus d'information : https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/Open%20Letters%20on%20REMIT%20Policy/25092024_3rd_Open_Letter_Third_Countries_PPAETs.pdf

3.3. Les échanges de données REMIT avec l'ACER

La collecte centralisée de données par l'ACER dans le cadre du REMIT a démarré en 2015. La CRE reçoit les données concernant le marché français depuis 2016. La qualité des données transactionnelles et fondamentales étant essentielle pour la conduite de ses missions, la CRE s'implique activement dans les travaux de l'ACER sur ce sujet.

L'ACER publie des documents visant à préciser les modalités de déclarations des données transactionnelles et fondamentales. Les échanges entre l'ACER, les parties déclarantes, les régulateurs ainsi que les autres parties prenantes portent notamment sur les mises à jour de ces documents. Les documents principaux sont le manuel de procédures pour la déclaration des données³¹ et le manuel de l'utilisateur pour la déclaration des données transactionnelles (*Transaction Reporting User Manual – TRUM*), dont les dernières versions ont été publiées respectivement le 17 avril 2023 et le 17 décembre 2024. Ils sont complétés par un document de questions et réponses (*Frequently Asked Questions – FAQ*) sur la déclaration des données transactionnelles, mis à jour le 30 septembre 2024 ainsi qu'un autre document de question et réponses concernant la déclaration des informations privilégiées et données fondamentales, dont la dernière version date du 30 avril 2021. Les dernières mises à jour sont liées notamment à la déclaration à l'ACER des contrats concernant le GNL et les contrats long terme avec des producteurs d'énergies renouvelables (PPA³²).

Dans le cadre de la révision du REMIT, la Commission européenne est chargée de réviser le règlement d'exécution REMIT³³ afin de définir les nouvelles exigences en matière de déclaration des données, et d'adopter des actes délégués concernant d'une part les mécanismes de déclaration de données (*Registered Reporting Mechanism – RRM*) et d'autre part les plateformes de publication des informations privilégiées (*Inside Information Platforms – IIP*). Ce processus devrait aboutir en 2025, et va conduire à actualiser les différents documents précités.

Les travaux menés par l'ACER, mais aussi par les autres régulateurs, en ce qui concerne l'amélioration de la collecte de données dans le cadre de l'article 8 du règlement REMIT et leur exploitation pour les activités de surveillance, se sont poursuivis en 2024.

En 2024, la CRE a continué à améliorer son traitement des données issues de la collecte REMIT, et a sollicité les parties déclarantes pour éclairer ou corriger lorsque nécessaire ces données transactionnelles déclarées à l'ACER. Un des enjeux importants est l'adaptation des systèmes et des processus de la CRE à la hausse très importante du volume de données déclarées depuis la fin de l'année 2022, présentée à la Figure 3, en lien notamment avec la croissance des activités de tenue de marché et du *trading* algorithmique sur les marchés français et européens. La CRE a dû adapter significativement ses outils de traitement de données en 2024 afin de faire face à la multiplication par 10 environ entre 2022 et 2025 du volume quotidien reçu de l'ACER.

La CRE maintient le dispositif de collecte nationale des données auprès de certains acteurs (bourses, courtiers, GRT, acteurs de marché) afin d'avoir une base de comparaison permettant de continuer à améliorer la qualité des données déclarées, et pour compléter certaines données qui ne font pas l'objet d'obligation de déclaration au titre de REMIT, et ainsi éviter toute discontinuité ou interruption dans la surveillance.

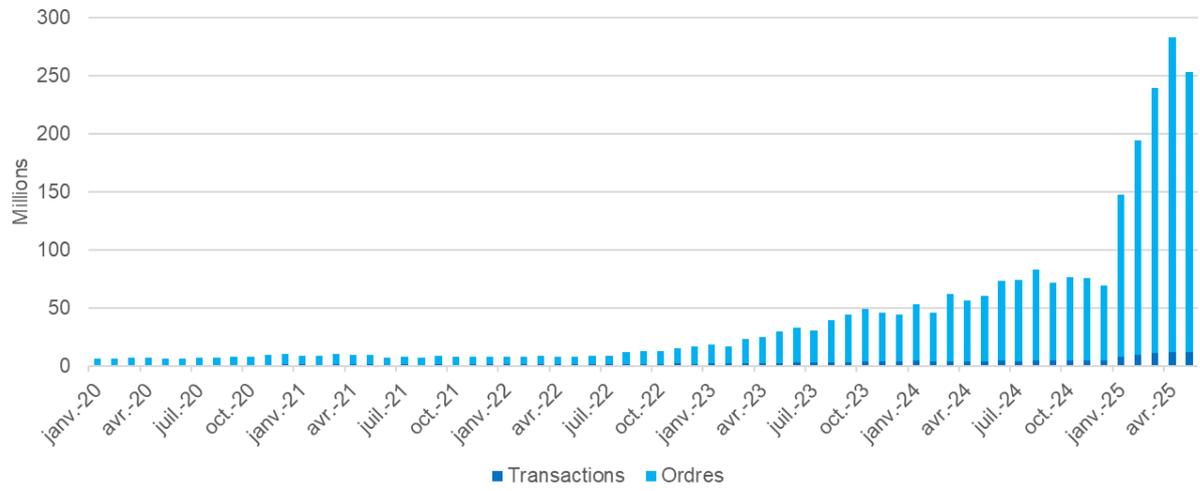
La CRE appelle en particulier les acteurs de marché à la vigilance en ce qui concerne la bonne déclaration des bénéficiaires des transactions, encore trop souvent mal renseignés, ainsi que l'identification correcte des transactions bilatérales, en veillant à ce que l'identifiant unique de transaction déclaré par les deux contreparties soit identique.

³¹ *Manual of Procedures on transaction data, fundamental data and inside information reporting* : [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/REMIT%20Reporting%20Guidance/Manual%20of%20Procedures%20\(MoP\)%20on%20Data%20Reporting/ACER_REMIT_MoP-on-data-reporting.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/REMIT%20Reporting%20Guidance/Manual%20of%20Procedures%20(MoP)%20on%20Data%20Reporting/ACER_REMIT_MoP-on-data-reporting.pdf)

³² En anglais *Power Purchase Agreement* - PPA.

³³ Règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014

Figure 3 : Nombres d'ordres et de transactions traités mensuellement par la CRE au travers de la collecte de données REMIT (contrats standard « Table 1 », tous marchés confondus, électricité et gaz naturel)



Source : données REMIT – Analyse : CRE

REFERENCES UTILES

S'agissant des suspicions d'abus de marché

Afin d'assurer la meilleure surveillance possible des marchés, il est demandé à toute personne ayant des suspicions d'abus de marché d'alerter :

- les services de la CRE en charge de la surveillance de marché de gros à l'adresse : surveillance@cre.fr ;
- ou les services de l'ACER en se rendant sur la plateforme de notification *ad hoc* de l'Agence : <https://www.acer-remit.eu/np/home>.

S'agissant de l'enregistrement des acteurs du marché

Pour toute question relative à l'enregistrement, les acteurs du marché peuvent contacter les services de la CRE en charge de la surveillance de marché de gros à l'adresse enregistrement.remit@cre.fr.

S'agissant du REMIT

Toute la documentation publique relative à l'implémentation du règlement REMIT se trouve sur le portail REMIT mis à disposition par l'ACER : <https://www.acer-remit.eu/portal/home>.

SECTION 2 : LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ

1. Contexte européen et international

En 2023, les marchés européens du gaz naturel avaient connu une forte baisse des prix, notamment en raison de l'offre abondante de GNL, du bon niveau des stockages et de conditions climatiques favorables. Le TTF, principal indice du marché de gros européen du gaz, a ainsi atteint fin février 2024 un de ses plus bas niveaux depuis le début de la crise énergétique de 2022. La tendance s'est alors inversée, marquant le début d'une hausse progressive et continue des prix sur l'année 2024, toutefois à des niveaux très inférieurs à ceux de l'année 2022. Malgré des fondamentaux toujours baissiers en début d'année, plusieurs événements ont en effet perturbé l'offre globale de gaz naturel : notamment des pannes au terminal américain de Freeport et dans les champs gaziers norvégiens. La croissance des prix du charbon suggérait aussi une augmentation de la demande de gaz pour la production électrique. Alors que les prix européens repartaient à la hausse, les perturbations se sont poursuivies. Aux deuxième et troisième trimestres 2024, des pannes sont par exemple survenues en Australie, le deuxième producteur mondial de gaz naturel liquéfié (GNL) après les Etats-Unis. En outre, les dynamiques sur le marché mondial du GNL et les anticipations de la fin du transit du gaz russe par l'Ukraine ont progressivement accentué les tensions relatives à l'approvisionnement sur l'année.

La demande asiatique plus soutenue que prévu a poussé les prix du GNL à des niveaux élevés dans la région. Ils se sont maintenus significativement au-dessus du TTF jusqu'en octobre 2024, reflétant la forte concurrence pour les cargaisons de GNL. Aussi, les livraisons aux terminaux méthaniers européens sont restées très basses durant l'été. En octobre, les prix en Europe ont cependant rattrapé puis dépassé les prix asiatiques, entraînant une redirection des flux, notamment du fait d'une demande européenne élevée pour la production d'électricité. Les retards dans les projets mondiaux de production de GNL ont par ailleurs ralenti le développement de l'offre globale et, par suite, entretenu les concurrences régionales. Alors qu'une forte augmentation des capacités de production de GNL était attendue en 2024 à l'échelle internationale, la mise en service de nombreuses infrastructures de liquéfaction a été reportée en raison de problèmes techniques et de contraintes réglementaires, en particulier aux Etats-Unis (projet Golden Pass) et à la frontière entre le Sénégal et la Mauritanie (Great Tortue Ahmeyim). Le fonctionnement d'autres unités de production, déjà opérationnelles, a aussi été entravé par des pannes, comme en Australie et aux Etats-Unis, et les sanctions occidentales en Russie (projet Arctic GNL 2). Finalement, les importations de GNL en Union Européenne ont chuté de 15 % en 2024 par rapport à 2023.

Les incertitudes géopolitiques ont également continué d'affecter le marché, notamment dans le contexte de la guerre menée par la Russie en Ukraine. Les attaques, en début d'année, contre les infrastructures énergétiques ukrainiennes ainsi que la perspective d'un arrêt du transit du gaz russe par son territoire, désormais effectif, ont exacerbé la volatilité des prix. A titre d'exemple, le prix du produit M+1 au TTF a doublé entre le 23 février et le 31 décembre 2024, de 23 €/MWh à 48 €/MWh (Figure 4).

Du point de vue de la demande, la fin de l'année 2024 a été marquée par un phénomène de *dunkelflaute*, terme allemand désignant une période prolongée de faible production d'énergie renouvelable due à des conditions météorologiques défavorables. Cette situation a ajouté une pression supplémentaire sur le système énergétique européen, augmentant la dépendance vis-à-vis du gaz naturel pour compenser le déficit de production d'énergie renouvelable. Au dernier trimestre, les fondamentaux expliquaient donc la nette tendance haussière.

A court et moyen termes, le marché européen du gaz reste tendu. Alors que les stockages européens sont restés à des niveaux de remplissage très élevés au début de l'année 2024, les soutirages ont été très importants au cours de l'hiver gazier 2024/2025 dans un contexte climatique plus difficile que l'année précédente. Les stocks atteignaient ainsi 34 % de leur niveau maximal à l'échelle européenne au 1^{er} avril 2025 contre 59 % un an auparavant. L'utilisation des stockages a notamment permis de compenser la baisse des importations de GNL combinée à la hausse de la consommation dans l'Union en fin d'année, cette dernière restant toutefois significativement en-deçà de son niveau d'avant-crise. La demande additionnelle liée au remplissage des stockages d'ici au 1^{er} novembre 2025 participe ainsi aux tensions sur l'approvisionnement et pourrait alimenter un rebond des importations de GNL.

Figure 4 : Prix month-ahead mondiaux du gaz



Sources : EEX, Argus

Figure 5 : Prix day-ahead et year-ahead du gaz au TTF



Source : EEX

Enfin, la structure de la courbe à terme sur les marchés européens du gaz naturel a évolué. L'année 2024 a notamment vu les prix spot et à terme au TTF converger. Alors qu'en 2023, en sortie de crise, le produit day-ahead au point virtuel néerlandais s'échangeait à un prix significativement inférieur à celui du produit calendaire Y+1, il a rattrapé puis dépassé ce dernier fin 2024. Cette situation, dans laquelle les prix spot excèdent les prix à terme, dite de *backwardation*, est généralement associée sur les marchés de commodités à des difficultés d'approvisionnement conjoncturelles. Elle traduit ainsi les anticipations d'un marché tendu à court terme, les acteurs s'attendant toutefois à une détente progressive sur le moyen à long terme, à mesure que de nouveaux projets d'approvisionnement devraient entrer en service et que la situation géopolitique pourrait se stabiliser.

2. Evolution de l'offre et de la demande de gaz en France en 2024

2.1. Bilan des flux commerciaux sur le système français

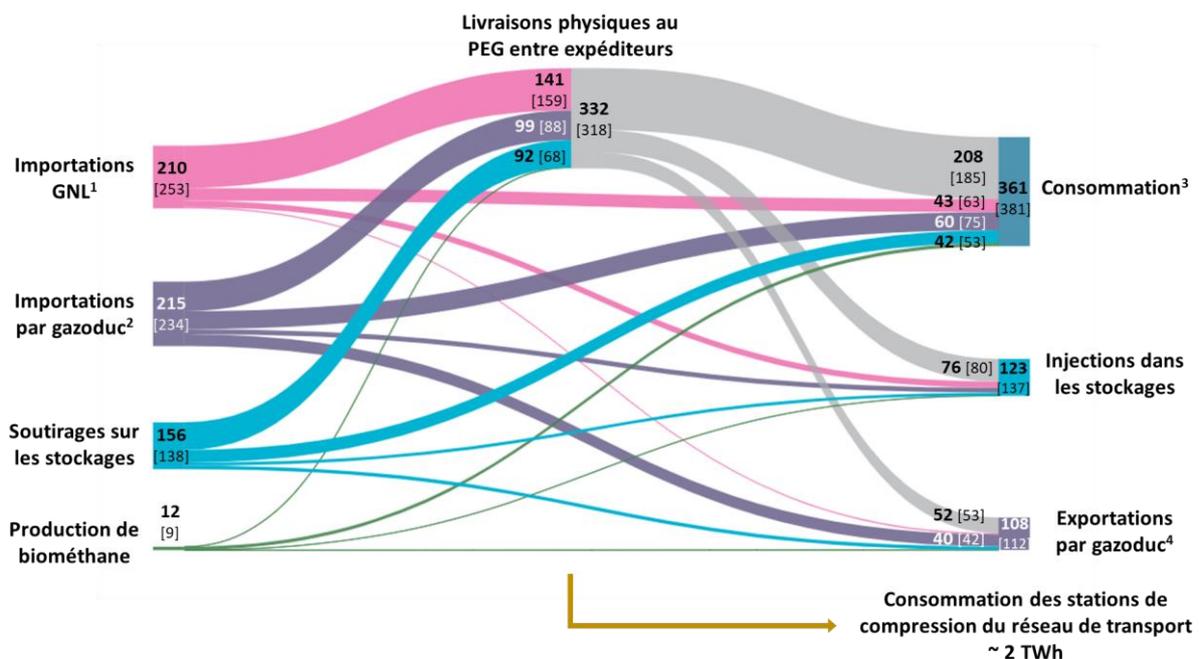
Dans la continuité du changement de structure de l'approvisionnement français observé en 2022, la part du GNL dans les importations est restée élevée en 2024. Elle a toutefois diminué pour la première fois depuis la crise énergétique et s'est établie à 49 % (contre 44 % en 2022 et 52 % en 2023), tandis que les importations par gazoduc représentent 51 % du total (contre 56 % en 2022 et 48 % en 2023).

Contrairement aux deux années précédentes, les soutirages depuis les stockages ont largement excédé les injections en 2024 (de 33 TWh). Ils représentent par ailleurs 26 % des approvisionnements totaux français en 2024 (contre 22 % en 2023).

La production de biométhane injectée sur le réseau a continué d'augmenter en 2024, pour s'établir à 11,8 TWh (+26 % par rapport à 2023), soit 3,2 % de la consommation française.

Par ses exportations importantes, la France a confirmé son rôle de hub pour les arrivées de GNL en Europe. En 2024, pour la troisième année consécutive, elle a été le premier point d'entrée du GNL sur le continent. Malgré la baisse des livraisons dans le pays, les 5 terminaux du territoire français ont couvert 24 % des importations européennes de GNL contre 22 % l'année dernière.

Figure 6 : Approvisionnements et débouchés dans le système gazier français en 2024 [2023] (flux commerciaux)



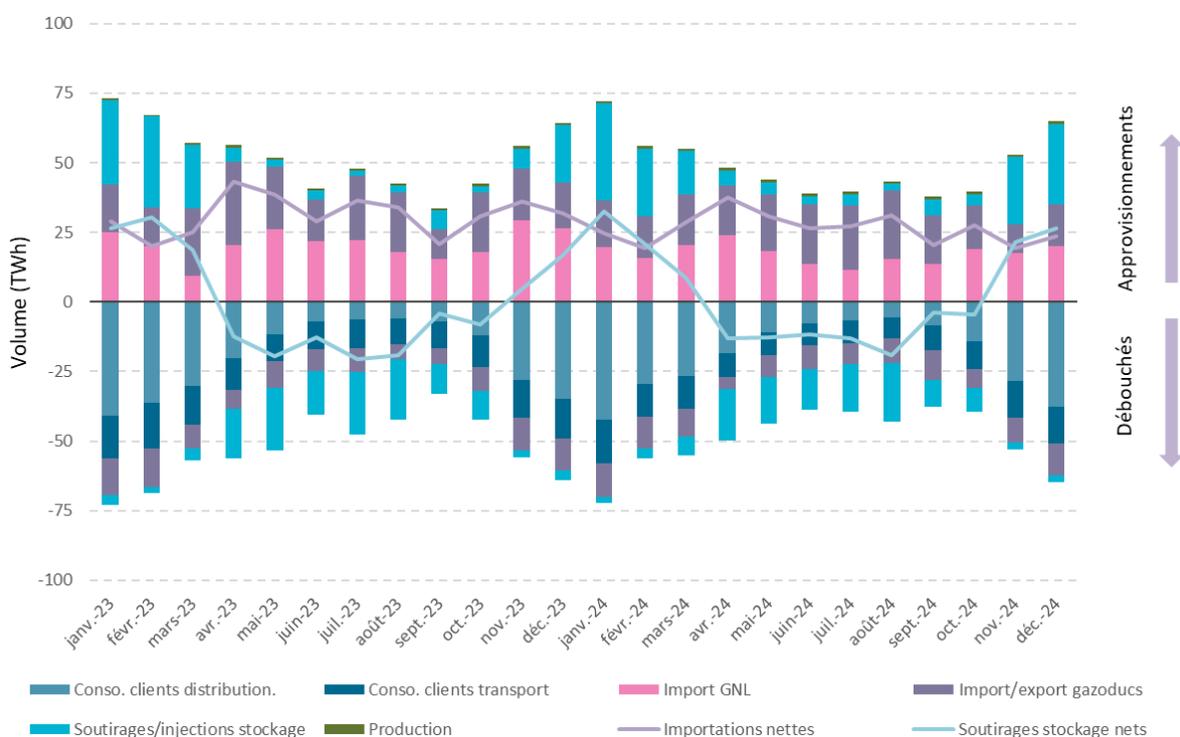
Sources : NaTran, Teréga, ODRE – Analyse : CRE

Pour la bonne compréhension de ce graphique, il convient de préciser certaines conventions :

- les importations de GNL (1) ne comprennent pas le GNL réceptionné au terminal méthanier de Dunkerque à destination directe du réseau belge [environ 60 TWh en 2024] ;
- les importations par gazoduc (2) incluent les importations de gaz B via le PIR Taisnières B [15 TWh en 2024] ;
- les exportations par gazoduc (4) incluent les exportations aux PIRR (points d'interconnexion réseaux régionaux) [10 TWh en 2024].

Si l'on considère plutôt les flux physiques, tels qu'organisés par les gestionnaires de réseau de transport, ainsi que le GNL à destination directe du marché belge, certains flux commerciaux se compensent entre eux de sorte que les soutirages sur les stockages atteignent 133 TWh, les injections 101 TWh, les importations 443 TWh et les exportations 125 TWh.

Figure 7 : Equilibre mensuel du système français en 2023 et 2024 (flux commerciaux)



Sources : NaTran, Teréga, ODRE – Analyse : CRE

2.2. La consommation française en baisse pour la troisième année consécutive du fait de l'utilisation réduite des centrales électriques à gaz

Comme tous les ans depuis 2022, la consommation française annuelle de gaz naturel a diminué en 2024. Elle s'élève à 361 TWh contre 479 TWh avant la crise énergétique en 2019, 430 TWh en 2022 et 381 TWh en 2023. La baisse par rapport à 2023 est majoritairement imputable à la part plus faible des centrales thermiques fonctionnant au gaz naturel dans la production électrique.

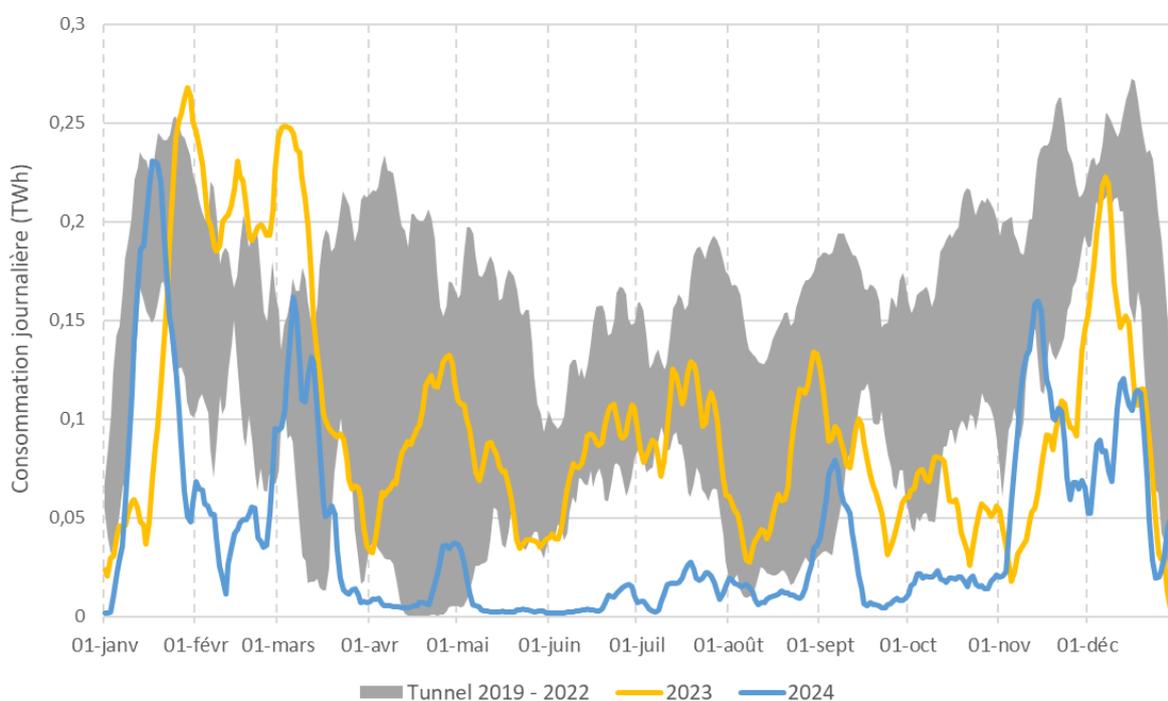
En dépit de conditions météorologiques globalement moins favorables, la consommation annuelle des clients reliés au réseau de distribution (secteur résidentiel/commercial) ainsi que celle des clients raccordés au réseau de transport (secteur industriel) sont restées stables en 2024. Après correction du climat, la consommation des clients raccordés au réseau de distribution est en baisse de -1,4 % entre 2023 et 2024.

Tableau 2 : Evolution de la consommation française de gaz entre 2023 et 2024 [TWh]

	2023	2024	%
Réseaux de distribution ³⁴	237	235	-0,6%
Clients directement raccordés au réseau de transport (hors centrales de production d'électricité)	109	109	+0,8%
Centrales thermiques de production d'électricité au gaz	36	16	-56%
Consommation totale	381	361	-5,5%

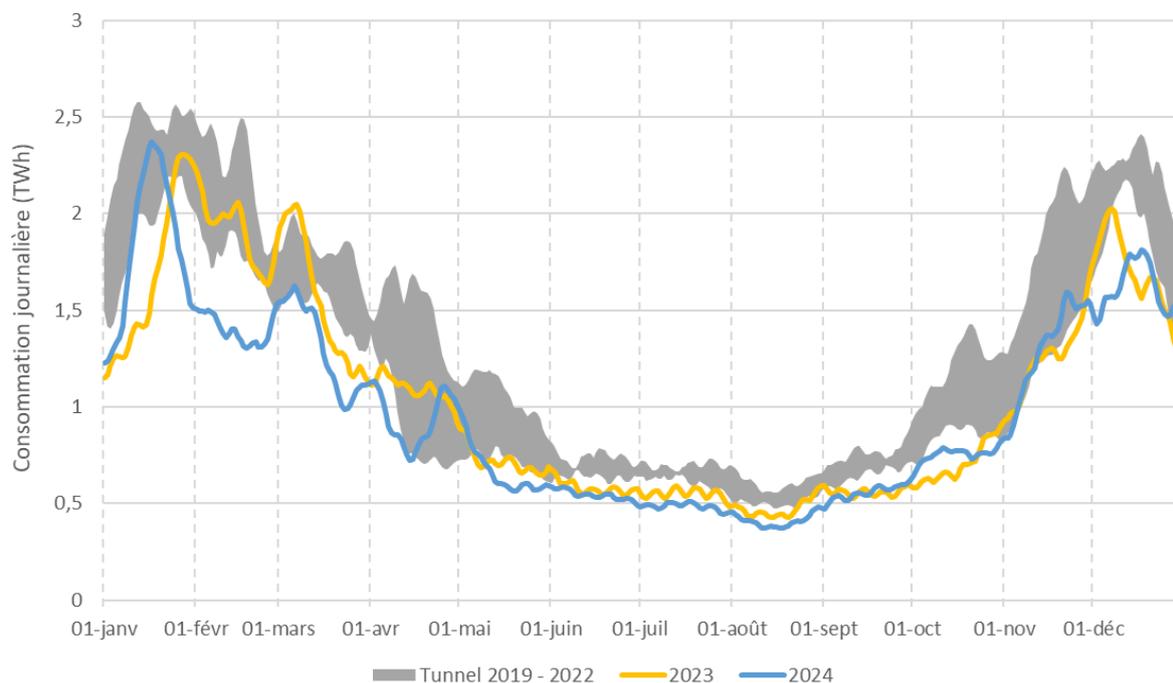
Source : NaTran – Analyse : CRE

Figure 8 : Consommation journalière des centrales de production électrique au gaz reliées au réseau de transport en France



Source : ODRE – Analyse : CRE

³⁴ Comprend la production de biométhane directement injectée sur le réseau de distribution et exclut les livraisons aux PIRR (points d'interconnexion réseau régionaux), comptées dans les exportations par gazoduc.

Figure 9 : Consommation journalière totale de gaz naturel en France

Sources : NaTran, Teréga, ODRE – Analyse : CRE

Les températures élevées de la fin de l'hiver 2023/2024 avaient amené la consommation française de gaz à des niveaux historiquement bas pour cette période. Elle est ensuite revenue à des niveaux similaires à ceux de 2023, tout en restant le plus souvent bien en-deçà de la moyenne des dernières années. Les effets des mesures d'efficacité énergétique et les efforts de sobriété de l'ensemble des consommateurs à la suite de la crise énergétique apparaissent ainsi persistants.

La consommation des centrales de production d'électricité fonctionnant au gaz est restée faible sur la quasi-intégralité de l'année, à l'exception de pics ponctuels et d'intensité modérée. Cette situation s'explique par la part très réduite qu'ont occupée les centrales thermiques dans la production d'électricité en 2024. La production nucléaire et hydraulique a en effet été abondante et suffisamment peu coûteuse, et les prix du gaz sont restés au-dessus du seuil de rentabilité des centrales thermiques dicté par les prix journaliers de l'électricité, une grande partie de l'année au printemps et à l'été.

2.3. Les entrées de gaz sur la TRF : les livraisons de GNL ont diminué davantage que les importations terrestres

L'année 2022 avait été marquée par la baisse progressive des importations terrestres de gaz russe en Europe à la suite de l'invasion de l'Ukraine. La rupture de cet approvisionnement majeur a entraîné une reconfiguration structurelle des flux sur le continent. Une grande partie du gaz russe acheminé par gazoduc a ainsi été remplacé par du GNL, avec une inversion des flux de l'ouest vers l'est et du sud vers le nord. La France a alors assuré un rôle de transit important grâce à ses infrastructures de gazéification et de transport. Cette situation s'est prolongée en 2023 puis en 2024.

Pour la deuxième année consécutive, les émissions des terminaux méthaniers sont toutefois en nette diminution en 2024 (-17 %), en lien avec la baisse de la demande et la forte concurrence avec l'Asie pour les cargaisons de GNL. En outre, la part du GNL dans les importations françaises a diminué pour atteindre 49 % en 2024, après avoir atteint un pic à 52 % en 2023.

Les importations totales par gazoduc ont également diminué mais dans une moindre mesure, passant de 234 TWh à 215 TWh entre 2023 et 2024 (-8 %) ³⁵, la baisse des importations de l'Espagne ayant été partiellement compensée par la hausse des importations en provenance de Norvège. Les exportations ont, elles aussi, légèrement décliné puisqu'elles s'élevaient à 108 TWh en 2024 contre 112 TWh en 2023 (-3 %). Dans ce contexte, le schéma des flux terrestres entre la France et ses pays frontaliers a continué d'évoluer. La bidirectionnalité des flux avec l'Espagne et la Belgique s'est néanmoins maintenue en 2024, offrant des conditions favorables à la convergence des prix des différentes zones de marché.

L'Allemagne, qui exportait 71 TWh de gaz naturel vers la France en 2021, est importatrice nette à l'interconnexion Obergailbach depuis octobre 2022. Les volumes engagés ont cependant diminué de deux tiers par rapport à 2023, passant de 9 TWh à 3 TWh en 2024. Cette baisse intervient dans un contexte de réduction générale des flux aux frontières allemandes, compensée par une sollicitation soutenue des stockages sur l'année.

La Belgique a diminué ses exportations nettes vers la France en 2024 puisqu'elles s'élevaient à 28 TWh contre 38 TWh en 2023 ³⁶. Les échanges de gaz B représentent par ailleurs 54 % de ces flux nets.

Alors que l'Espagne était exportatrice nette vers la France en 2023, à hauteur de 23 TWh, elle a au total importé 7 TWh à l'interconnexion Pirineos en 2024. Cette inversion coïncide avec une baisse marquée des livraisons de GNL dans la péninsule ibérique. Ses importantes capacités de regazéification l'avaient en effet transformée en un point d'entrée du GNL en Europe en 2022 mais le développement d'infrastructures dans les autres pays du continent ainsi que la concurrence avec l'Asie ont limité les entrées au niveau de ses terminaux méthaniers en 2024.

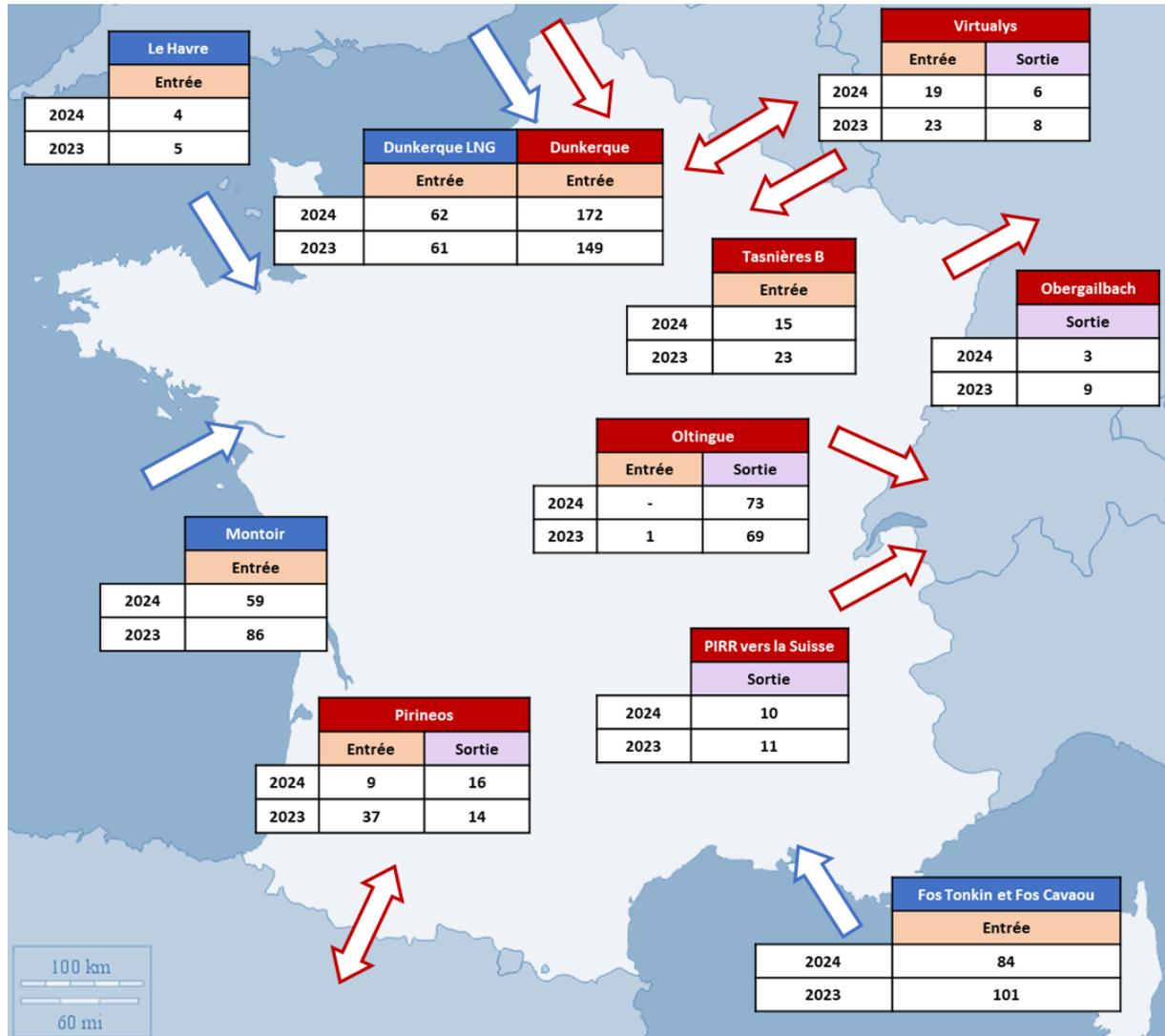
La Suisse, qui assure aussi un rôle de transit vers l'Italie avec laquelle le réseau français n'a pas d'interconnexion, a continué d'importer massivement depuis la France, à hauteur de 83 TWh en 2024.

Enfin, les importations de gaz norvégien au point d'interconnexion de Dunkerque ont augmenté de 15 % entre 2023 et 2024, passant de 149 TWh à 172 TWh. Cette hausse a notamment participé à compenser la baisse des entrées de GNL et des importations depuis les pays frontaliers de la France.

³⁵ Ces chiffres reflètent les flux commerciaux et excluent les exportations correspondant au GNL livré à Dunkerque à destination directe du réseau belge (soit environ 60 TWh en 2024).

³⁶ *Idem*

Figure 10 : Utilisation des interconnexions et terminaux méthaniers (flux commerciaux) [TWh]

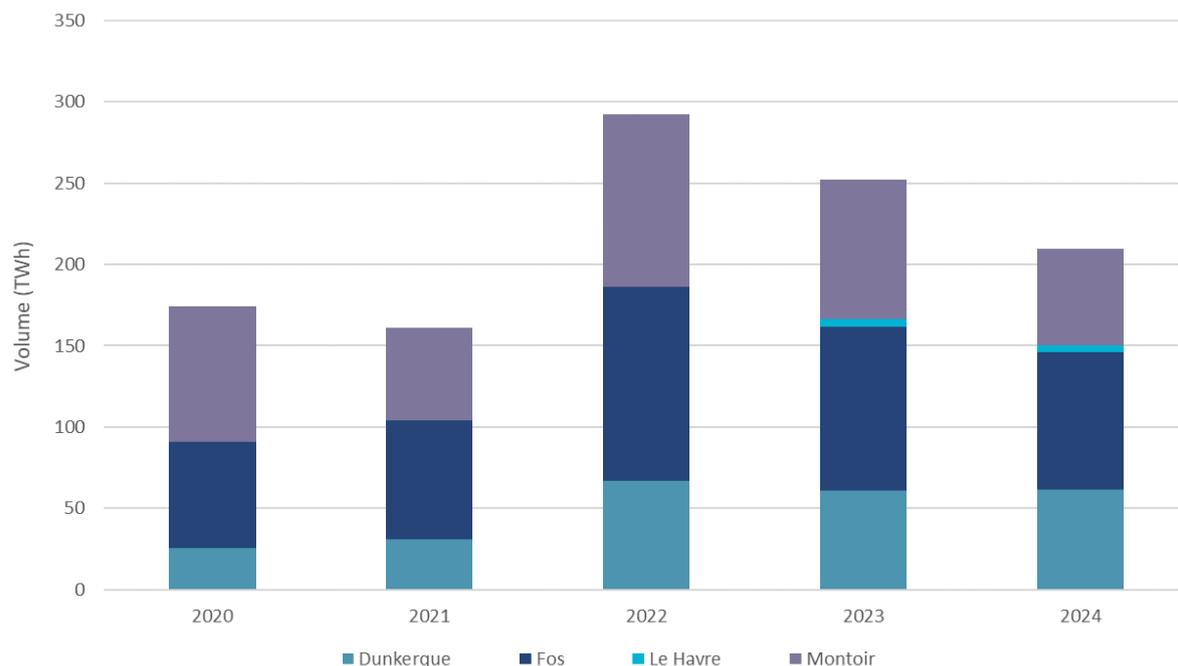


Sources : NaTran, Teréga – Analyse : CRE

La baisse des importations de GNL a également conduit à des niveaux d'utilisation des terminaux méthaniers français plus bas qu'en 2023 (Figure 10 et Figure 11), comme dans le reste de l'Europe. Ils ont ainsi émis sur le réseau de la TRF 50 % de leur capacité maximale théorique agrégée sur l'année 2024 alors qu'ils avaient été exploités à 65 % de leur potentiel total en 2023 et 80 % en 2022. Les taux d'utilisation pour 2024, 2023 et 2022 s'élèvent respectivement à 50 %, 68 % et 84 % si l'on considère uniquement les trois terminaux méthaniers régulés de Fos Tonkin, Fos Cavaou et Montoir-de-Bretagne. Le FSRU du Havre, mis en service en 2023, n'a même reçu aucune cargaison depuis juillet 2024. Ces taux d'utilisation restent toutefois supérieurs à leur niveau d'avant la crise énergétique, période à laquelle il avoisinait les 40 %.

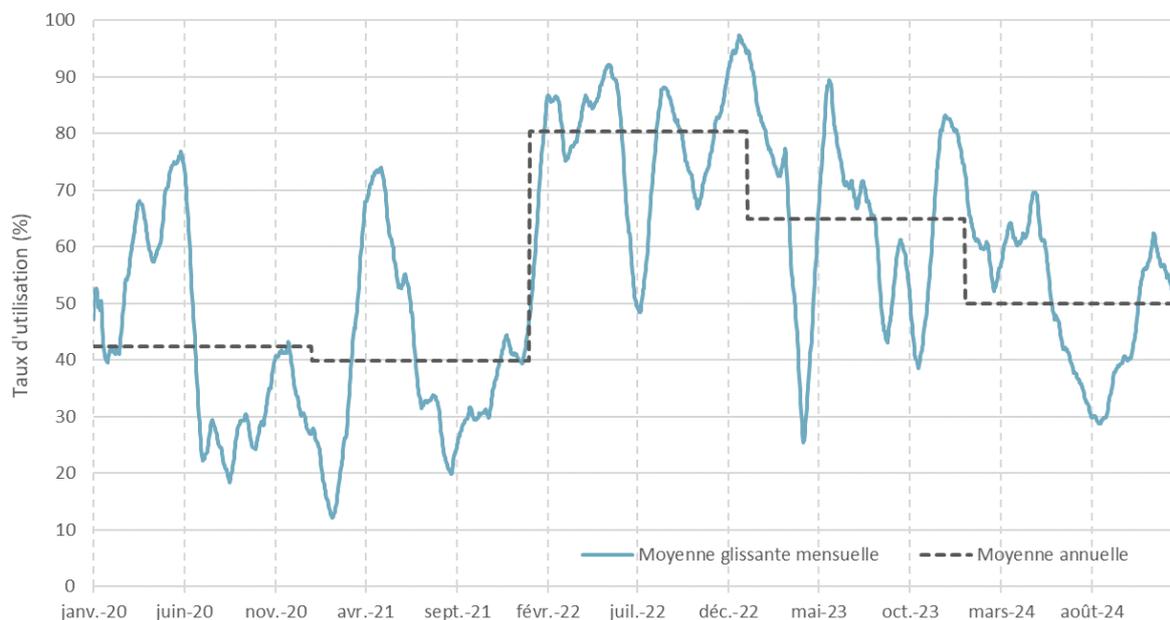
Les très faibles coûts de fret en 2024 ont par ailleurs facilité la redirection des cargaisons notamment américaines vers l'Asie, participant ainsi à la baisse des importations de GNL en France. La hausse des capacités de transport maritime de GNL ayant excédé la hausse des capacités d'exportation, les méthaniers ont opéré à des prix très bas en 2024, spécialement en fin d'année.

Figure 11 : Emissions des terminaux méthaniers français



Sources : NaTran, Teréga, ALSI – Analyse : CRE

Figure 12 : Utilisation des terminaux méthaniers par rapport aux capacités de regazéification³⁷



Source : ALSI – Analyse : CRE

³⁷ La capacité maximale théorique considérée ici correspond à la capacité de regazéification des terminaux méthaniers français. D'autres facteurs limitants (capacités de déchargement et de stockage) peuvent toutefois restreindre les émissions, menant à une capacité maximale théorique inférieure.

2.4. Les stockages ont été fortement sollicités pendant l'hiver 2024/2025

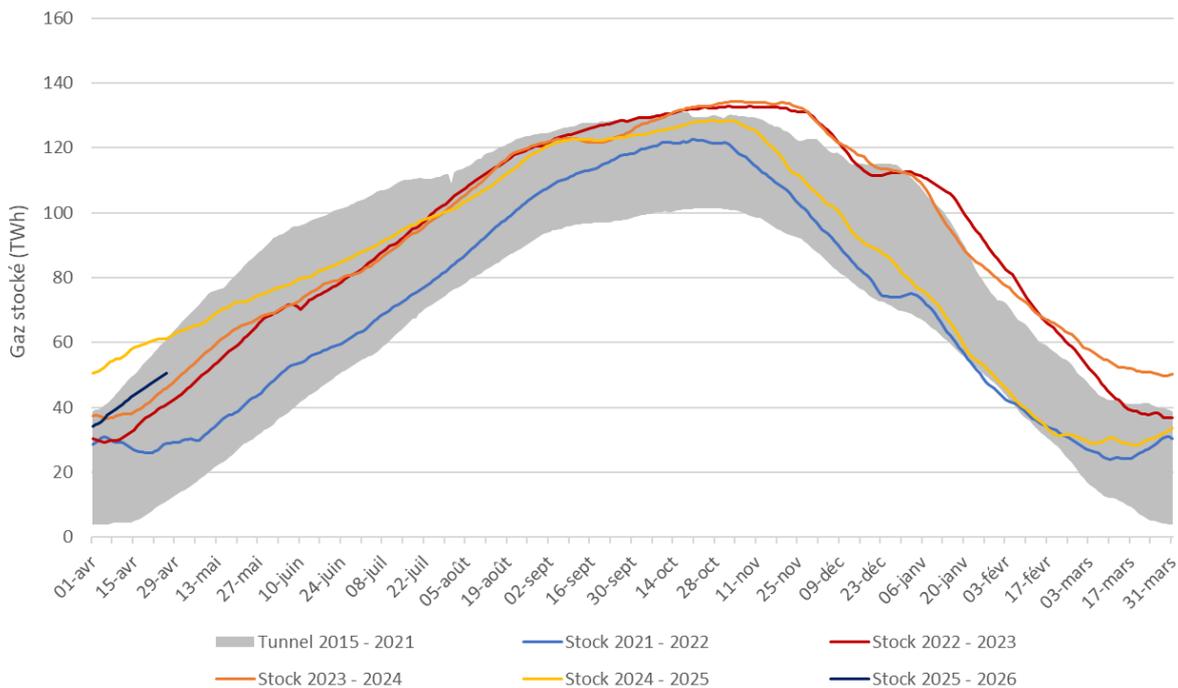
Les températures très élevées de la fin l'hiver 2023/2024 ont laissé les stockages français à un niveau historiquement haut en sortie d'hiver : le 1^{er} avril 2024, les stocks français contenaient 51 TWh de gaz naturel, soit 39 % de leur capacité maximale contre 28 % à la même date en 2023 et 20 % en moyenne entre 2015 et 2022.

Leur remplissage au cours de l'été 2024 s'est déroulé à un rythme légèrement moins soutenu que les années précédentes pour atteindre 95 % le 1^{er} novembre 2024, 5 points de pourcentage au-delà du seuil réglementaire de 90 %. En 2022 et 2023, ce chiffre avoisinait les 100 %.

Du fait d'une consommation importante au mois de novembre, des prix à la hausse et des tensions sur l'approvisionnement, les soutirages ont été élevés dès le début de l'hiver 2024/2025. La consommation des centrales à gaz pour la production électrique a notamment connu un pic à cette période, dans le contexte du *dunkelflaute* qui a fortement réduit la production renouvelable en Allemagne.

Les soutirages sur les stockages français ont ainsi atteint 116 TWh entre le 1^{er} novembre 2024 et le 31 mars 2025 (95 TWh de soutirages nets des injections) contre 102 TWh l'hiver précédent (84 TWh net des injections), laissant le niveau des stocks à 27 % de leurs capacités maximales au 1^{er} avril 2025. Bien que ce chiffre soit en nette baisse par rapport à l'année dernière, il reste élevé au regard des données historiques.

Figure 13 : Niveau des stockages en France



Source : AGSI – Analyse : CRE

2.5. Le mécanisme de spread localisé a été beaucoup moins activé en 2024

Le spread localisé a été mis en place en France depuis l'hiver 2017/2018 afin de gérer les congestions sur le réseau de gaz français. Il permet aux gestionnaires de réseau de transport de lancer un appel aux acteurs de marché afin d'acheter et de revendre du gaz à des points précis du réseau, respectivement en amont et en aval de la congestion.

Historiquement, les congestions avaient principalement lieu dans le sens de flux majoritaire : nord vers sud. La période la plus tendue sur le réseau correspondait à l'été gazier (avril-octobre), caractérisé par les injections des expéditeurs dans les stockages en prévision de l'hiver suivant. L'été étant une période de faible consommation nationale, les principales sorties de gaz du réseau français correspondaient aux injections dans les stockages Atlantique et Lussagnet et aux flux de transit vers l'Espagne, tous trois situés au sud du réseau et entraînant ainsi des congestions selon une configuration nord-sud.

Dès la fin de l'année 2022, dans le contexte de la reconfiguration des flux de gaz en Europe liée à l'arrêt des approvisionnements en gaz russe par canalisation, de nombreuses congestions, toutes dans le sens sud-nord et presque exclusivement durant les hivers gaziers, ont entraîné l'utilisation soutenue de spreads localisés. Pendant l'hiver 2022/2023 en particulier, la redirection d'importants flux de gaz norvégien vers le Royaume-Uni avait engendré un déficit de gaz au nord de la TRF résultant en une série de congestions du sud vers le nord du réseau.

Le recours au spread localisé a diminué depuis, mais les caractéristiques des congestions, leur sens et la période à laquelle elles interviennent, persistent. Ainsi, depuis le 1^{er} novembre 2023, les gestionnaires de réseau de transport ont eu 59 fois recours au spread localisé afin de gérer des congestions du sud vers le nord lors de l'hiver gazier. Il est à noter que les occurrences de janvier et novembre 2024 ont majoritairement été déclenchées ou accentuées par des travaux de la part des gestionnaires de réseau. Les 17 situations de congestions lors de l'hiver 2024/2025 ont également eu lieu lors de baisses importantes des entrées au PIR Dunkerque (Figure 14). Début février 2025, des maintenances imprévues ont notamment entraîné la réduction de la production de champs gaziers norvégiens.

Tableau 3 : Bilan de l'activation du spread localisé durant l'hiver gazier

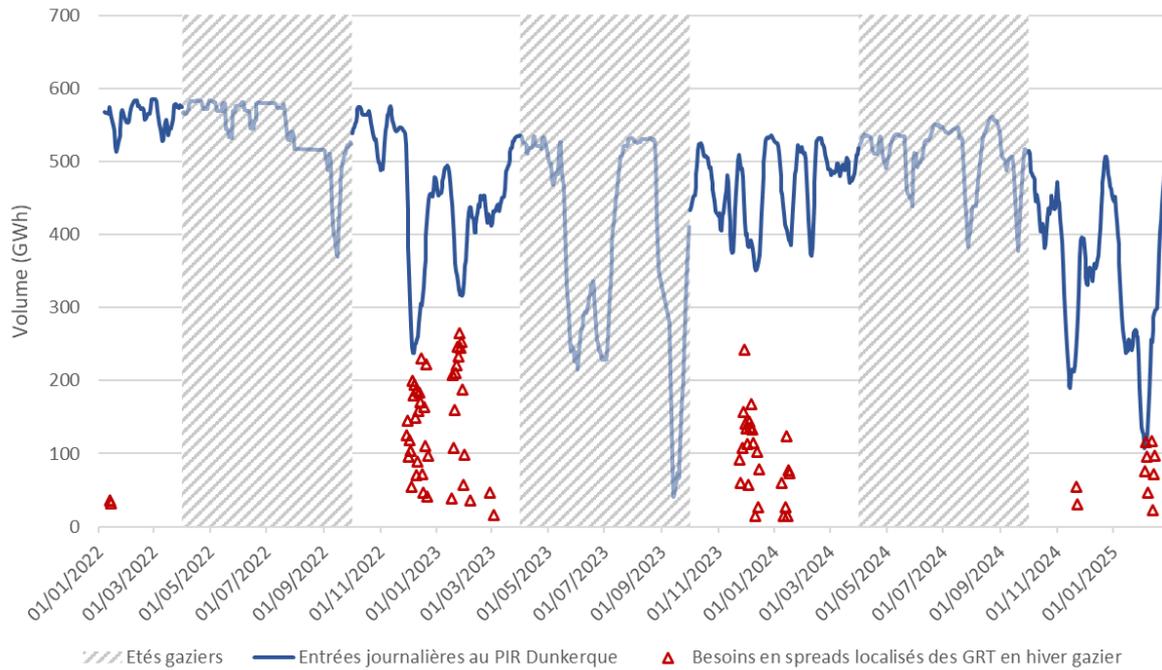
	Hiver 2022 – 2023	Hiver 2023 – 2024	Hiver 2024 - 2025
Nombre d'activations	110	42	17
Volume total alloué (GWh)	5 145	2 391	729
Prix moyen des transactions (€/MWh)	10,6	4	2,1
Coût total (millions €)	54,6	9,6	1,5

Source : NaTran – Analyse : CRE

Les volumes alloués annuels sont en diminution depuis les congestions de l'hiver 2022/2023. Ils ont été divisés par plus de trois entre les hivers 2023/2024 et 2024/2025 tandis que le prix moyen des transactions a été divisé par deux. Le coût total de ces opérations pour les gestionnaires de réseau s'élève finalement à 1,5 M€ sur l'hiver 2024/2025 contre 9,6 M€ l'hiver précédent.

Les comportements et offres des acteurs de marché en réponse au mécanisme du spread localisé font l'objet d'une surveillance régulière. La CRE est ainsi particulièrement attentive aux nominations qui auraient pour effet d'aggraver la congestion, réalisées en début de journée par des acteurs de marché actifs sur le mécanisme de spread localisé.

Figure 14 : Entrées au PIR Dunkerque et recours au spread localisé



Source : NaTran – Analyse : CRE

3. Les prix et volumes échangés sur le marché français

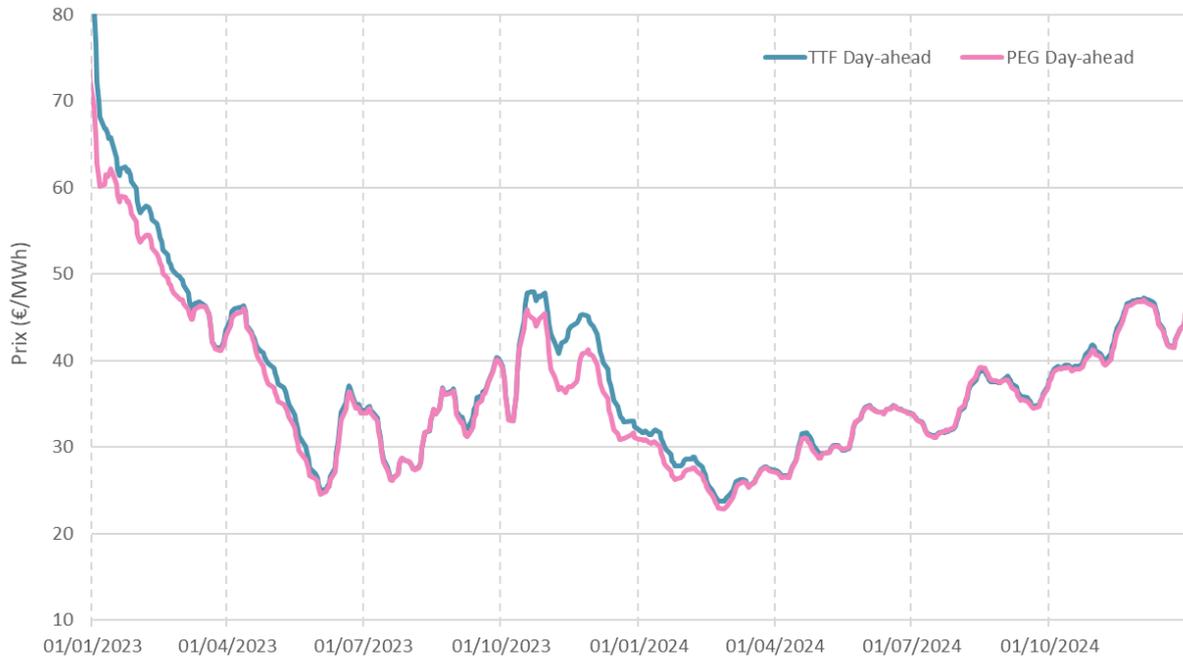
3.1. Les prix au PEG ont rebondi en 2024, en particulier sur le marché court terme

Suivant la conjoncture européenne, les prix français du gaz naturel sont repartis à la hausse à partir de mars 2024, notamment sur le marché spot. Fin février 2024, le prix day-ahead au PEG atteignait son plus bas niveau depuis novembre 2022, à 22 €/MWh. Il s'élevait à 48,6 €/MWh le 31 décembre 2024, c'est-à-dire son plus haut niveau depuis octobre 2023.

Les prix à terme ont également augmenté depuis février 2024 mais à un rythme moins soutenu que sur le marché spot, en particulier pour les maturités les plus lointaines (Figure 16). Le contrat Y+1 a ainsi fini l'année 2024 à 46 €/MWh alors qu'il était à 26,6 €/MWh fin février 2024 et à 32,9 €/MWh début 2024.

Malgré leur tendance haussière sur la majeure partie de l'année, les prix au PEG ont toutefois poursuivi leur baisse en moyenne annuelle. Ainsi, le prix moyen du produit day-ahead en 2024 s'élevait à 34 €/MWh contre 39 €/MWh en 2023. Sur les marchés à terme, le contrat calendaire Y+1 s'échangeait en moyenne à 36 €/MWh en 2024, soit 15 €/MWh de moins qu'en 2023. Cette baisse de 29 % s'observe également sur les produits Y+2.

Figure 15 : Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)



Source : EEX

Figure 16 : Prix à terme au PEG



Source : EEX

Les spreads entre les principaux hubs européens se sont pour la plupart resserrés en 2024. Ainsi, les prix moyens au PEG sont restés en dessous du TTF, du THE et du PSV en 2024, comme en 2023, mais l'écart s'est réduit pour l'ensemble des maturités. Parmi les principales places de marché européennes, seul le NBP s'est maintenu en moyenne en dessous du PEG sur les produits day-ahead en 2024, mais il est resté plus cher que le PEG sur les produits à terme.

A court terme, la réduction des flux entre les pays a limité les congestions aux interconnexions et, par suite, favorisé la convergence des zones de marché. Dans ce contexte, l'écart de prix des contrats M+1 au PEG et TTF, prix de référence européen, a diminué pour s'établir à 0,5 €/MWh en 2024 contre 1,5 €/MWh l'année précédente. En particulier, il avait été élevé au dernier trimestre 2023, du fait de la saturation des interconnexions à l'ouest de l'Europe. Il s'élevait à 1,8 €/MWh sur cette période. Il a alors progressivement diminué pour atteindre 0,2 €/MWh au deuxième trimestre 2024. Au second semestre, il a de nouveau augmenté pour s'établir à 0,3 €/MWh en moyenne, soit trois fois moins que sur la même période un an plus tôt. L'écart moyen entre les produits day-ahead correspondant a diminué dans les mêmes proportions de 1,4 €/MWh entre 2023 et 2024, passant de 1,7 €/MWh à 0,3 €/MWh. Malgré une hausse de la demande à l'ouest de l'Europe en début d'hiver 2024/2025, les échanges transfrontaliers sont en effet restés inférieurs à l'année précédente, en lien notamment avec l'utilisation élevée des stockages dans les pays de la région.

A plus long terme, le développement d'infrastructures GNL et la consommation structurellement plus basse ont conduit à une baisse des écarts de prix qui avaient été très élevés, au bénéfice de la France, en 2022 et 2023. Le spread moyen entre les produits calendaires Y+1 au PEG et au TTF a ainsi diminué, passant de 1,7 €/MWh à 0,7 €/MWh entre 2023 et 2024. Cet écart avait atteint plus de 11 €/MWh au second semestre 2022.

Les prix les plus élevés sont observés en Allemagne et en Italie, l'écart avec la France étant de l'ordre de 2 €/MWh sur le produit calendaire Y+1.

Tableau 4 : Spreads moyens entre le PEG et les principaux indices européens par an et maturité

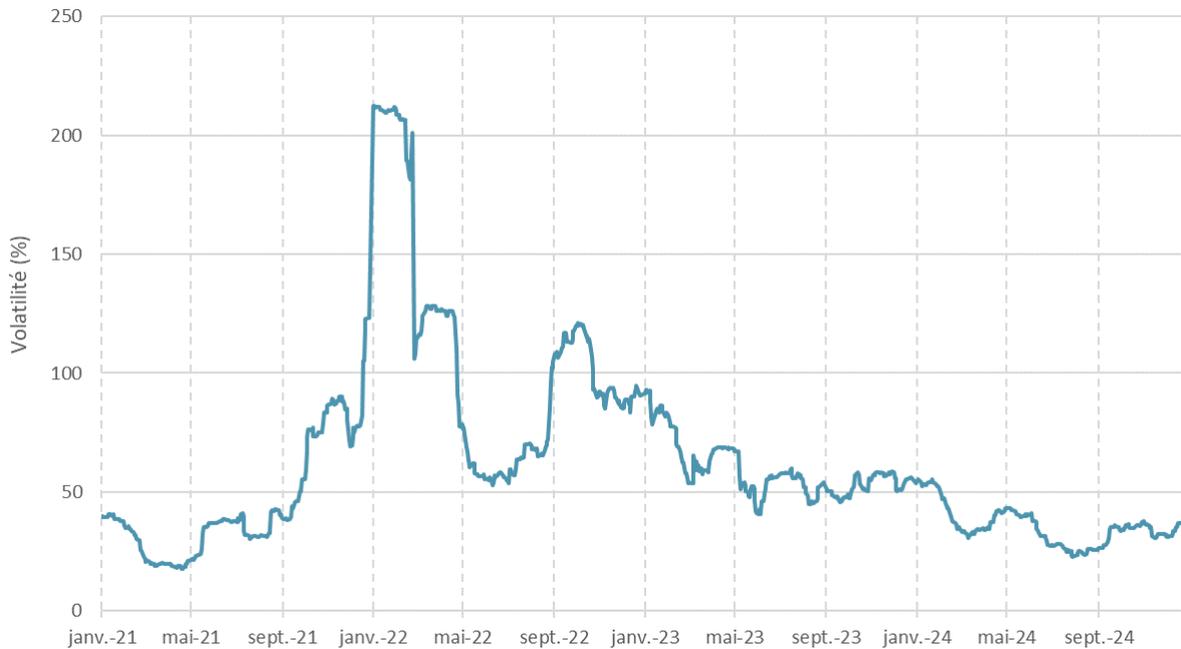
		Pays-Bas (TTF)	Royaume-Uni (NBP)	Allemagne (THE)	Italie (PSV)
Day-ahead	2023	1,7	-0,1	2,1	4,0
	2024	0,3	-0,3	0,6	2,6
M+1	2023	1,5	0,1	2,0	1,8
	2024	0,5	0,1	0,8	1,7
Y+1	2023	1,7	1,5	3,0	2,2
	2024	0,7	0,8	1,6	1,9

Sources : EEX, Argus – Analyse : CRE

Les dynamiques différentes des prix en fonction de la maturité ont accentué la situation de *backwardation*, caractérisée par des prix de plus court terme supérieurs aux prix de plus long terme. Cette configuration se manifestait déjà en 2023 par une courbe à terme décroissante en ce qui concernait les produits calendaires (Figure 16). Malgré une convergence des prix des contrats Y+1, Y+2 et Y+3 fin février 2024, ceux-ci ont de nouveau divergé du fait des tensions sur l'approvisionnement à court et moyen termes apparues à ce moment. Le 27 décembre 2024, le contrat Y+1 au PEG présentait alors un premium de 9 €/MWh sur le produit Y+2 et de 16 €/MWh sur le produit Y+3, contre 3 €/MWh et 6 €/MWh le 2 janvier. En moyenne annuelle, les écarts continuent toutefois de se résorber depuis la crise énergétique. En 2024, le prix Y+1 au PEG excédait le prix Y+2 de 4 €/MWh et le prix Y+3 de 8 €/MWh contre 6 €/MWh et 15 €/MWh en 2023 et même 30 €/MWh et 51 €/MWh en 2022. La persistance de la situation de *backwardation* souligne ainsi le contraste entre les tensions à court terme et les anticipations plus positives du marché sur l'approvisionnement d'ici plusieurs années.

Ces anticipations à long terme se traduisent également par la baisse de la volatilité des prix de gros français, qui retrouve un niveau proche de celui d'avant la crise énergétique. Amorcée dès la fin de l'année 2022, cette tendance s'est poursuivie en 2024 (Figure 17). Après plusieurs pics en 2022, la volatilité du produit calendaire Y+1 au PEG a été de 50 % en 2023 et 36 % sur 2024.

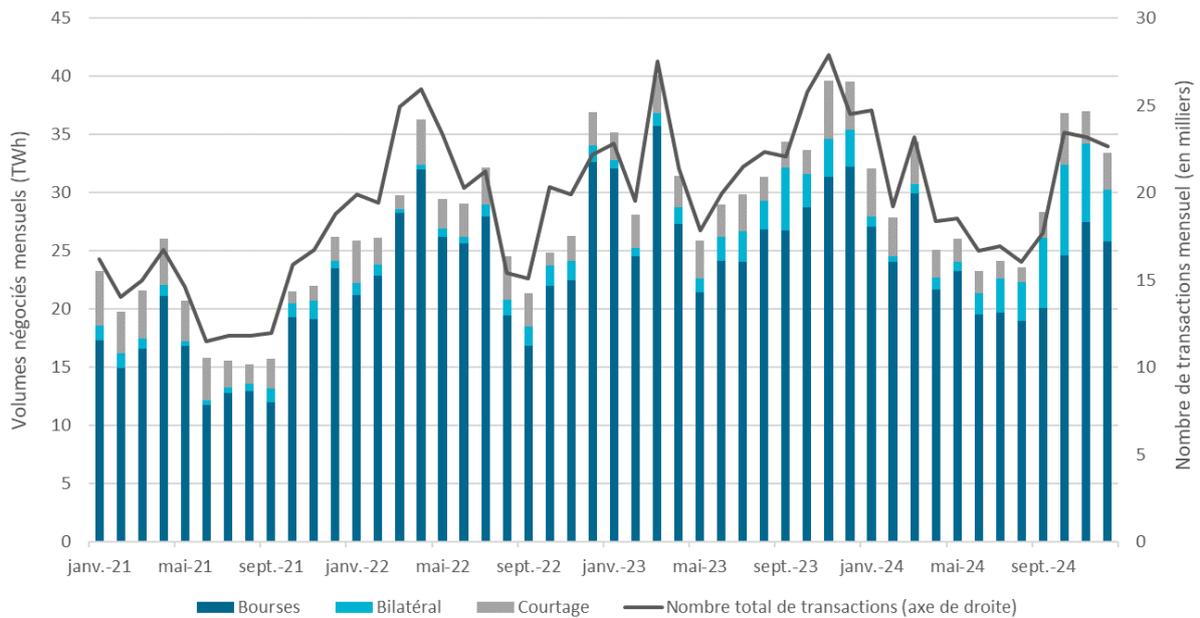
Figure 17 : Volatilité du produit calendaire Y+1 au PEG



Source : EEX – Analyse : CRE

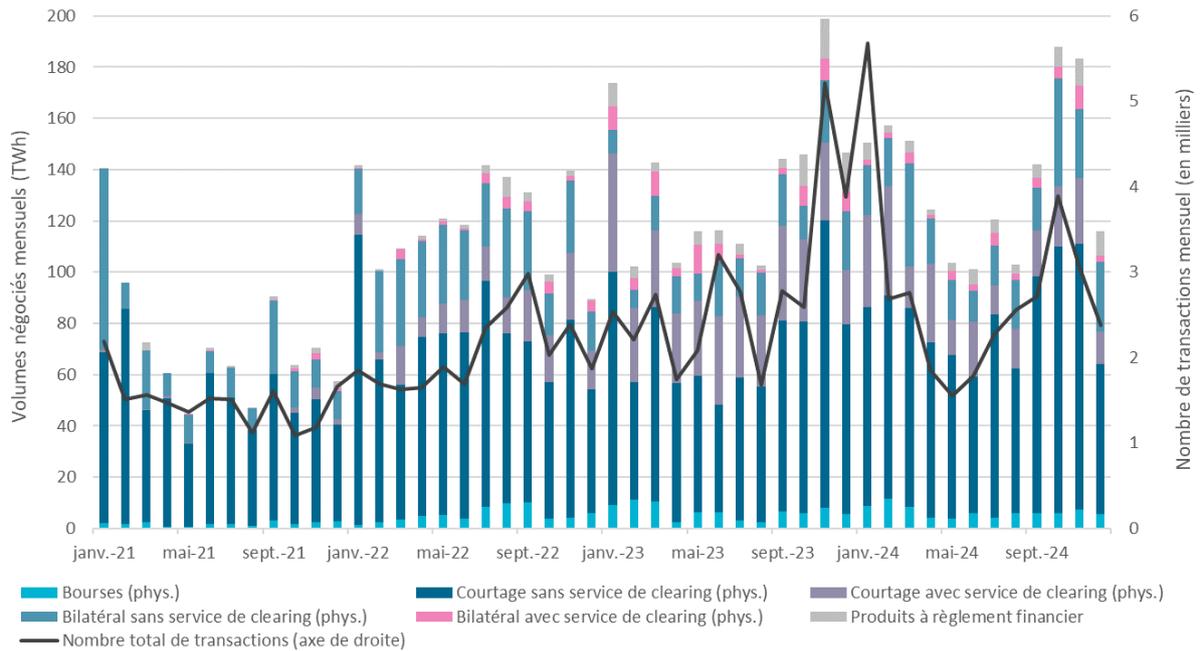
3.2. Les volumes échangés au PEG sont en hausse sur les marchés à terme et en baisse sur le marché spot

Figure 18 : Volumes échangés au PEG sur le marché spot



Source : données REMIT – Analyse : CRE

Figure 19 : Volumes échangés au PEG sur le marché à terme



Source : données REMIT – Analyse : CRE

En 2024, les volumes échangés au PEG ont très légèrement diminué par rapport à 2023, passant de 2 002 TWh à 1 994 TWh, soit une baisse de 0,4 %. Ils ont notamment réduit de 11 % sur le marché spot, reflétant une activité moins importante durant l'été. A l'inverse, les volumes étaient en hausse de 2 % sur les marchés à terme. Les produits à maturité mensuelle ont connu la plus forte croissance, suivis par les contrats annuels et trimestriels.

Les caractéristiques des transactions au PEG sont stables par rapport aux années précédentes. En particulier, les produits échangés sont toujours en grande majorité à livraison physique : sur les marchés à terme, seulement 4 % du volume négocié en 2024 donnait lieu à un règlement financier contre 5 % en 2023. Par ailleurs, 79 % des quantités échangées sur le PEG en 2024 ont été conclues sur une bourse ou par un courtier. Ce chiffre s'élevait à 82 % en 2023 et 78 % en 2022. On observe la même différence structurelle que les années précédentes dans le recours à l'intermédiation en fonction de la maturité concernée : les produits court terme sont très majoritairement négociés en bourse et les contrats à terme par le biais d'un courtier. En revanche, l'utilisation des services de *clearing* pour les transactions conclues de gré-à-gré a diminué en 2024, à 21 % du volume total sur les marchés à terme, en baisse de 10 % par rapport à 2023.

Enfin, la valeur totale des échanges au PEG a diminué de 24 % par rapport à 2023, en lien avec des prix en moyenne moins élevés en 2024 que l'année précédente. Sur le marché spot, elle atteignait ainsi 11 Md€ en 2024 contre 15 Md€ en 2023 et 31 Md€ en 2022. Sur les marchés à terme, les transactions s'élevaient à 54 Md€ en 2024 contre 71 Md€ en 2023 et 150 Md€ en 2022.

Figure 20 : Volumes échangés au PEG par produit



Source : données REMIT – Analyse : CRE

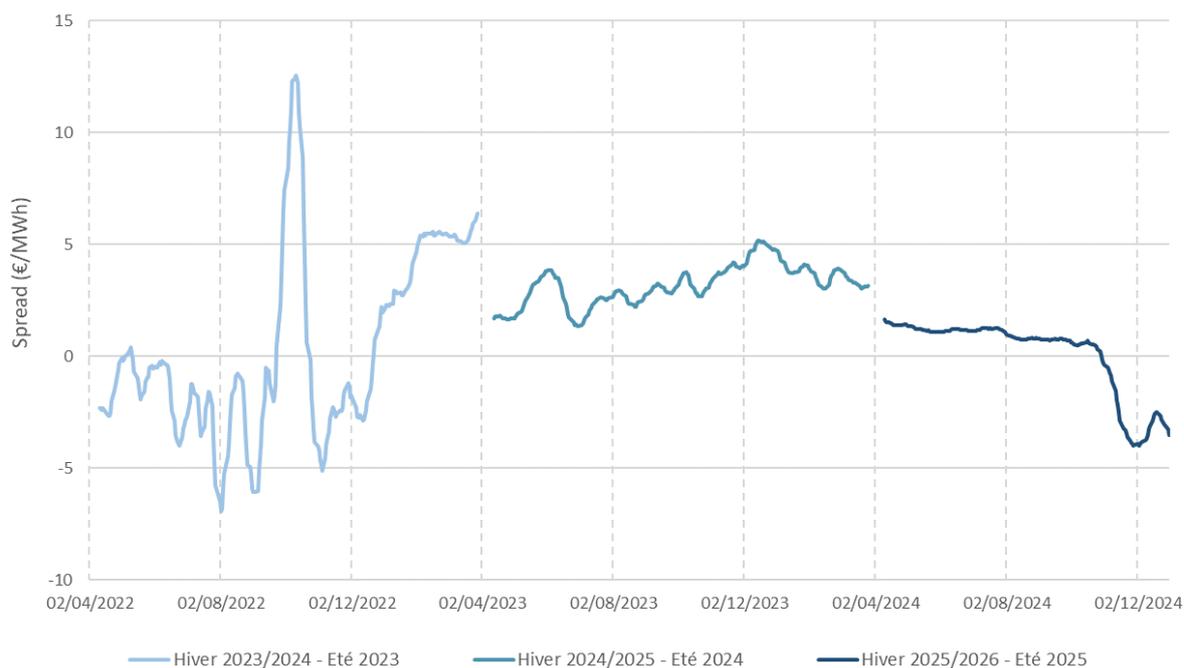
3.3. La campagne de commercialisation 2024/2025 des capacités de stockage a été menée avec succès malgré des conditions de marché défavorables

En 2023, le spread été hiver au PEG, qui correspond à la valeur intrinsèque du stockage dans la zone de marché française, s'était maintenu à des prix élevés. Il atteignait 3,2 €/MWh en moyenne entre le 1^{er} avril 2023 et le 31 mars 2024. Ces conditions de marché favorables avaient permis la souscription de la quasi-totalité des capacités de stockage pour l'hiver 2024/2025, à un prix moyen de 3,5 €/MWh, en hausse de 46 % par rapport à l'année précédente.

Débutant après l'hiver 2023/2024 à un niveau plus bas, mais toujours positif, le spread été hiver a brutalement chuté fin octobre 2024. Le niveau des stockages, en baisse par rapport à l'année d'avant, additionné à l'obligation européenne de remplissage à 90 % au 1^{er} novembre a laissé présager une forte demande de gaz durant l'été 2025. Dans un contexte déjà tendu sur l'approvisionnement à court terme, le prix du gaz pour l'été 2025 est alors passé au-dessus de celui de l'hiver 2025/2026.

En janvier, le gestionnaire de la place de marché allemande (THE) a présenté un mécanisme de subvention envisagé par le gouvernement allemand pour assurer le remplissage à 90% des stockages d'ici l'hiver 2025/2026. Cette annonce a été interprétée comme un signal suggérant que les stockages allemands seraient remplis à tout prix, poussant par la même occasion les prix du produit été à la hausse et aggravant le spread déjà largement négatif. Compte tenu de la corrélation des hubs européens et de la capacité de stockage allemande, la première du continent, cette proposition a eu un effet majeur sur l'ensemble des marchés en Europe. La valeur moyenne du spread été hiver au PEG entre le 1^{er} avril 2024 et le 31 mars 2025 s'élève finalement à -0,6 €/MWh.

Figure 21 : Spread été hiver au PEG



Source : EEX – Analyse : CRE

Malgré ces conditions défavorables, l'ensemble des capacités françaises de stockage pour l'hiver 2025/2026 a pu être vendu sans intervention de l'Etat. Ce résultat a été permis par la conjonction de plusieurs facteurs : les stratégies de commercialisation des opérateurs de stockages français avec des souscriptions anticipées lors de campagnes précédentes et la vente de produits pluriannuels, la détente du spread été/hiver en toute fin d'hiver 2024/2025 et l'absence d'intervention ou de communication de la part du gouvernement ou du régulateur français. Plus de la moitié des capacités pour l'hiver prochain avaient en effet été vendues avant le début de la dernière campagne commerciale, dans de meilleures conditions de marché. Par ailleurs, les contrats offrant la possibilité de réserver des capacités de stockage sur plusieurs années simultanément se sont révélés plus attractifs, le spread été hiver étant plus favorables pour les années plus lointaines.

Les tensions liées au contexte réglementaire se sont également atténuées. La Commission européenne a proposé en mars 2025 de prolonger le règlement sur le stockage du gaz, tout en recommandant d'introduire plus de flexibilité en fonction des conditions de marché. L'objectif de remplissage avant le début de chaque hiver pourrait ainsi être revu à la baisse tandis que la date d'atteinte de cet objectif serait susceptible de varier librement entre le 1^{er} octobre et le 1^{er} décembre au lieu du 1^{er} novembre. En avril, le Parlement européen a adopté une proposition visant à réduire le seuil à 83 % au lieu de 90 %, en ligne avec la proposition d'assouplissement de la Commission. Un texte commun doit encore être présenté par le Parlement et le Conseil des ministres de l'énergie de l'Union Européenne.

Tableau 5 : Prix et volumes des enchères de capacités de stockage par campagne et maturité

Campagne d'enchères	Capacités commercialisées (TWh)					Prix moyen d'adjudication par campagne
	2024/2025	2025/2026	2026/2027	Après 2027	Total	
Avant 2023	87	33	5	3	127	2,3
2023/2024	44	41	18	-	102	3,4
2024/2025	-	52	22	14	87	0,1
Total	131	126	44	17	317	2,1

Prix moyen d'adjudication par hiver	3,5	1,1	1,2	0,5	2,1	(€/MWh)
--	-----	-----	-----	-----	------------	---------

Sources : Storengy, Teréga (chiffres arrêtés au 23 mai 2025) – Analyse : CRE

Les prix d'adjudication de la campagne de commercialisation 2024/2025 des capacités de stockages reflètent ces conditions de marchés difficiles. Ils atteignent 0,1 €/MWh en moyenne (toutes maturités confondues) contre 3,4 €/MWh l'année passée. La vente anticipée d'une grande partie des capacités de l'hiver 2025/2026 a néanmoins permis d'en lisser le prix puisqu'elles ont été en moyenne adjudgées à 1,1 €/MWh (toutes campagnes d'enchères confondues).

4. Bilan des marchés de gros du gaz naturel en France en 2024

L'année 2024 a été une année de consolidation en sortie de crise. Les prix sont ainsi en moyenne inférieurs en 2024 par rapport à 2023, et a fortiori bien plus faibles que les niveaux atteints pendant la crise de 2022. Leur volatilité a également continué sa baisse et semble se stabiliser à des valeurs proches de la situation d'avant-crise. Un fort développement de l'offre mondiale de GNL est attendu dans les prochaines années, ce qui conduit à des prix à terme en nette décroissance pour les prochaines années (les prix à terme pour 2027 au PEG ne dépassent pas 30 €/MWh sur presque la totalité de l'année 2024).

Dans ce contexte marqué par un développement attendu de l'offre et une décroissance des prix, les prix européens ont atteint un minimum fin février 2024 (contrat Y+1 au PEG à 26,6 €/MWh le 23 février 2024). Certaines tensions sur l'approvisionnement sont ensuite apparues, et des retards ont été annoncés sur des projets de production de GNL, contribuant dans le courant de l'année à une tendance haussière, le contrat annuel 2025 finissant l'année à 46,2 €/MWh, bien loin cependant des niveaux de 2022.

La consommation française atteint 361 TWh en 2024, en baisse de 5,5 % par rapport à 2023, du fait du faible recours aux centrales de production électrique au gaz, quand la consommation des autres clients est relativement stable (+0,8% pour les industriels raccordés au réseau de transport et -0,6% pour les clients raccordés en distribution). Les stockages ont été davantage sollicités en 2024, couvrant 26 % des approvisionnements, contre 22 % en 2023. Les importations totales par gazoducs sont en baisse, de 234 TWh en 2023 à 215 TWh en 2024, mais comprennent une hausse de 23 TWh des importations en provenance de Norvège à Dunkerque, du fait d'arbitrages plus favorables aux livraisons en France, qui compense partiellement une baisse de -28 TWh des importations en provenance d'Espagne, dans un contexte de baisse des arrivées de GNL en Europe.

Les importations de GNL ont baissé en France comme en Europe, le taux d'utilisation des terminaux français par rapport à leurs capacités maximales passant de 65 % en 2023 à 50 % en 2024. La France reste, pour la troisième année consécutive en 2024, le premier point d'entrée pour le GNL en Europe, et contribue donc à l'approvisionnement européen par ses capacités de regazéification et de transport : ses cinq terminaux méthaniers ont accueilli 24 % des importations européennes de GNL sur l'année et ses exportations, en légère baisse par rapport à 2023, demeurent élevées.

La baisse des importations de GNL, ainsi que l'utilisation accrue des stockages, ont contribué à une réduction des échanges transfrontaliers ; les congestions sur le réseau français ont ainsi été beaucoup moins fréquentes en 2024 que les années précédentes, bien que leurs caractéristiques persistent : en particulier, elles sont systématiquement dans le sens sud-nord depuis la reconfiguration des flux européens en 2022. La réduction des flux avec les pays frontaliers et, par suite, des congestions aux interconnexions a favorisé la convergence des hubs européens, dont les prix se sont resserrés en 2024 pour toutes les maturités. Sur les marchés à terme, ce phénomène est également lié au développement des infrastructures de regazéification sur tout le continent, permettant aux pays européens de diversifier leurs sources d'approvisionnement. Les prix français demeurent cependant parmi les plus faibles des prix européens, du fait du positionnement de la TRF comme point d'entrée du GNL en Europe.

Les volumes échangés sur les marchés à terme pour livraison en France continuent leur progression et sont en hausse de 2 % en 2024 par rapport à 2023, quand les volumes échangés sur le marché spot diminuent de 11 %, notamment en lien avec la baisse des importations de GNL. Les volumes échangés sont, au total, stables par rapport à 2023, et ne présentent pas de rupture dans la répartition des différents types de transactions.

En sortie d'hiver 2024-2025, le marché reste relativement tendu en raison de la demande liée au remplissage des stockages français d'ici l'hiver 2025-2026. En effet, leur utilisation élevée durant l'hiver 2024-2025 les a laissés à un niveau plus bas que l'année précédente au début de l'été gazier : ils contenaient 27 % de leurs capacités maximales au 1^{er} avril 2025 contre 39 % au 1^{er} avril 2024.

La perspective d'un assouplissement de la réglementation ainsi que la stratégie de commercialisation des opérateurs des capacités de stockage ont permis la souscription de la totalité de ces capacités pour l'hiver 2025-2026, sans intervention de l'Etat, par opposition à l'Allemagne et l'Italie notamment, même si les conditions de marché n'y ont pas été très favorables, avec une inversion des écarts de prix entre l'été et l'hiver pendant une partie de la campagne de commercialisation des capacités.

SECTION 3 : LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

1. Evolution de l'offre et de la demande en France en 2024

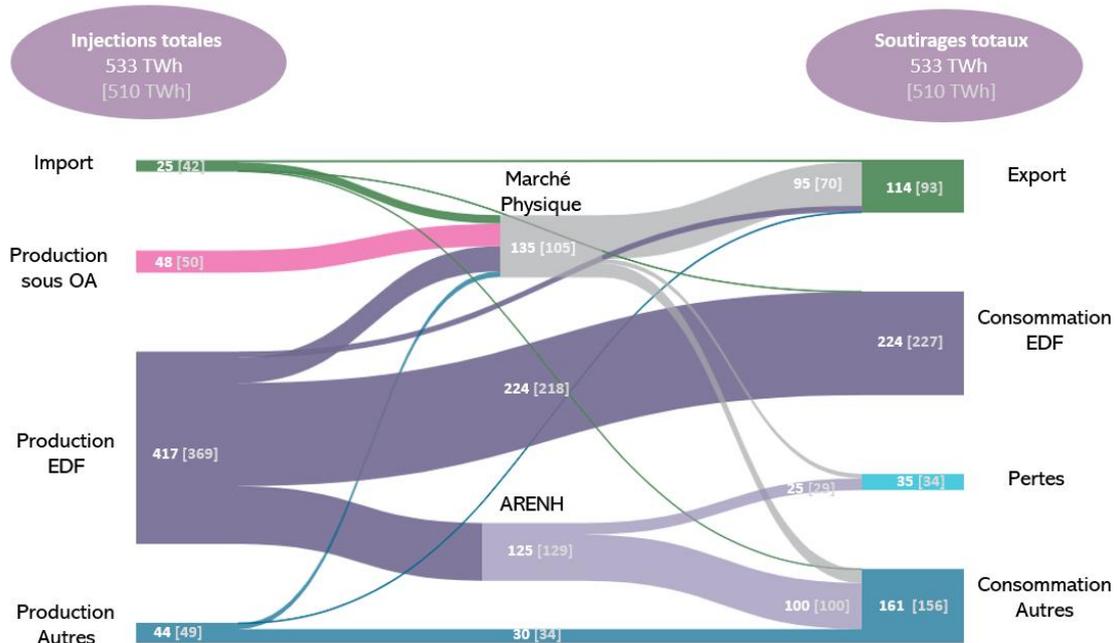
1.1. Equilibre du système électrique français : les injections sur le réseau et les exportations augmentent significativement, la consommation stagne

Le système électrique français est marqué en 2024 par le retour de la production à son niveau d'avant crise de 2019. Cette hausse de la production, ainsi que la stagnation de la consommation après la baisse des dernières années, ont conduit à un niveau record d'exportations.

La Figure 22 présente une vision simplifiée des flux physiques pour l'année 2024 sur le système électrique français. Ce schéma intègre plusieurs hypothèses qu'il convient de préciser pour sa parfaite compréhension :

- sont comptabilisés uniquement les flux physiques passant par les bilans des responsables d'équilibre, et non les échanges purement financiers ;
- le marché physique regroupe le marché journalier et intrajournalier opérés par EPEX SPOT et Nord Pool, ainsi que les programmes d'échange de bloc entre responsables d'équilibre, reflétant les échanges de gré à gré (dit « OTC » ou « Over-The-Counter ») à terme à livraison physique ;
- le lien entre chaque affectation du bilan est réalisé au prorata de l'approvisionnement de chaque responsable d'équilibre pour chaque période temporelle ;
- les chiffres relatifs aux importations et exportations se réfèrent aux échanges commerciaux enregistrés dans les périmètres des responsables d'équilibres à différentes échéances, et ne correspondent pas aux échanges physiques nets aux frontières (en revanche le solde net des échanges est égal dans un cas ou dans l'autre) ;
- contrairement à d'autres sources de données de production et consommation utilisées dans ce rapport, ici la Corse n'est pas incluse, et l'autoconsommation des auxiliaires de production et le pompage des installations de stockage d'énergie hydraulique (STEP) sont déduits de la production.

Figure 22: Bilan des injections et soutirages des responsables d'équilibre en 2024 [2023] (TWh)



Source : RTE, Analyse : CRE

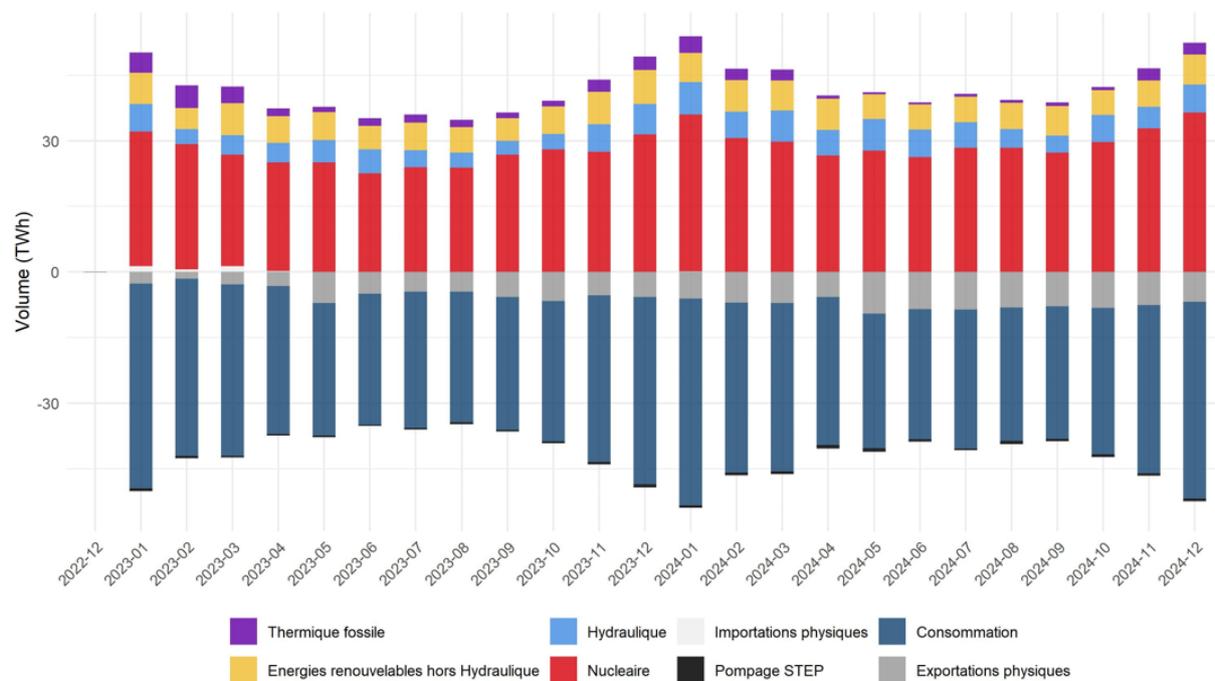
Les injections sur le réseau ont augmenté de manière significative (+4,5 %) entre 2023 et 2024, passant de 510 TWh à 533 TWh.

Les souscriptions ARENH³⁸ pour livraison en 2024 diminuent légèrement à 125 TWh (dont 25 TWh pour la couverture des pertes sur les réseaux, 29 TWh en 2023). Le plafond de 100 TWh pour les fournisseurs de clients finals a été atteint.

Une partie importante de la production d'électricité d'EDF ne passe pas par le marché de gros : 54% sont destinés à la consommation des clients d'EDF et 24% directement à d'autres fournisseurs via l'ARENH. 13 % de la production d'EDF est vendue sur les marchés de gros (+10 % par rapport à 2023), 5,9 % va à la fourniture des pertes sur les réseaux et 3,1% aux exportations directes.

La production d'électricité en France a augmenté significativement (+43 TWh par rapport à 2023, +89 TWh par rapport à 2022), en raison d'une disponibilité accrue du parc nucléaire, une meilleure production hydraulique et la croissance des autres renouvelables. Ainsi, le solde commercial des échanges aux frontières exportateur en 2024 est de 89 TWh, dépassant largement le précédent record de 2002 de 77 TWh.

Figure 23: Equilibre mensuel du système électrique français 2023 et 2024 (flux physiques)



Source : RTE – Analyse : CRE

La Figure 23 présente l'équilibre mensuel des flux physiques sur le réseau français au cours de 2023 et 2024. On observe clairement la hausse des exportations au cours de ces 24 mois.

1.2. La consommation se stabilise en 2024

En 2024, la consommation électrique a arrêté sa baisse des dernières années et connaît une légère augmentation. Cependant, elle reste nettement en deçà des niveaux observés avant la crise.

³⁸ L'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) est un dispositif entré en vigueur le 1^{er} juillet 2010 contraignant EDF à vendre à des fournisseurs alternatifs une partie de son électricité nucléaire à des prix régulés de 42 €/MWh en 2023.

La consommation électrique en France s'est établie en 2024 à 440,6 TWh, représentant une légère augmentation de 0,7 % (+3 TWh) par rapport à 2023. En incluant les aléas climatiques, on observe la même tendance. Ce niveau reste nettement inférieur à la moyenne de la période 2014-2019, avec un recul de 6 %, soit environ 35 TWh de moins.

La faible augmentation par rapport à 2023 s'explique principalement par l'augmentation de la consommation des grandes industries, qui a crû de 2,4 % par rapport à 2023.

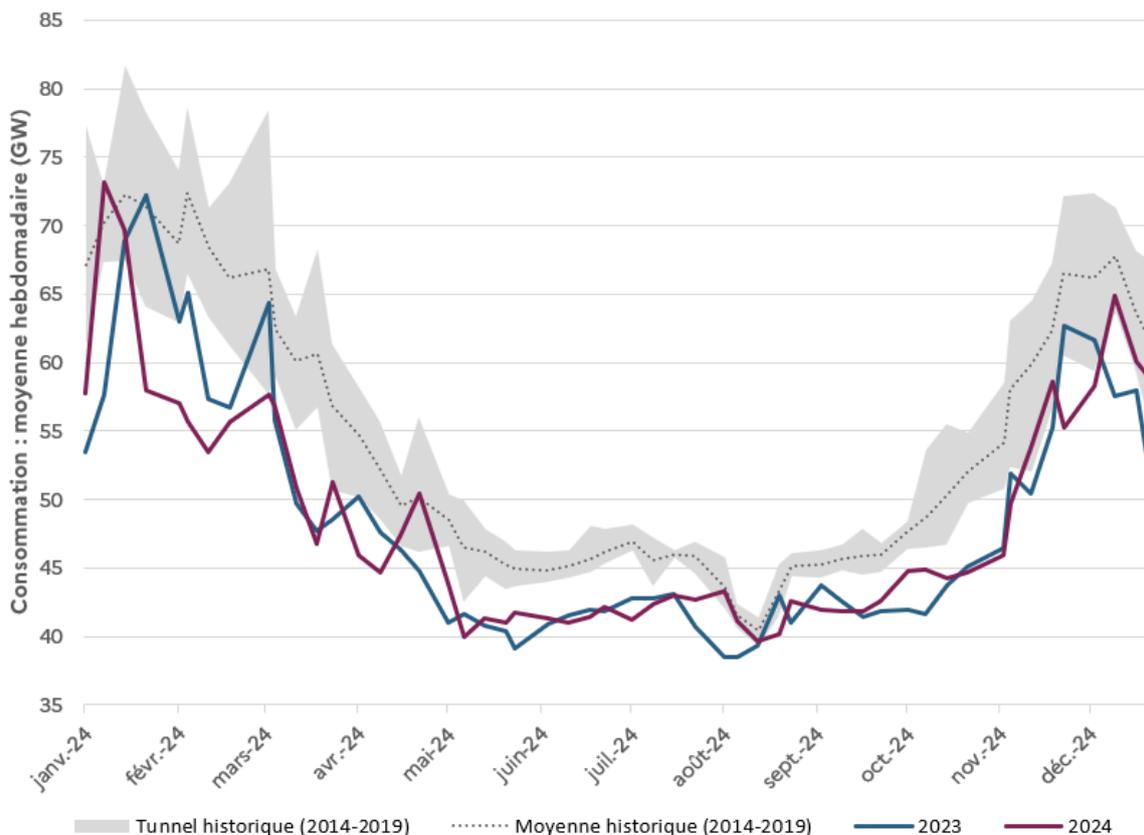
Tableau 6 : Consommation brute annuelle d'électricité (TWh)

Année	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Consommation (TWh)	481,1	477,2	472,0	448,5	471,5	453,9	438,5	442,3

La diminution persistante par rapport à la période 2014-2019 est le résultat d'une combinaison de facteurs. D'une part, la hausse des prix de l'électricité et les efforts continus de sobriété adoptés durant la crise énergétique ont ancré de nouveaux comportements. D'autre part, les progrès en efficacité énergétique réalisés tout au long de la dernière décennie continuent de porter leurs fruits.

Comme on peut l'observer dans la Figure 24, l'écart par rapport aux années passées est davantage marqué durant l'hiver, période où le chauffage accentue l'effet des économies d'énergie.

Figure 24 : Consommation en France (moyenne hebdomadaire)



Source : RTE – Analyse : CRE

1.3. La production d'électricité remonte et dépasse le niveau de 2019

En 2024, la production d'électricité en France a crû fortement, atteignant 539,0 TWh, soit une augmentation de 9 % (+44,3 TWh) par rapport à 2023. Ce niveau dépasse la moyenne de la période 2014-2019, qui était de 537,5 TWh. Cette croissance est due principalement au redressement de la production nucléaire, qui a atteint 361,7 TWh notamment grâce aux progrès dans les maintenances et contrôles liés à la corrosion sous contrainte, ainsi qu'à l'augmentation de la production hydraulique et solaire.

Tableau 7 : Production totale annuelle d'électricité (TWh)

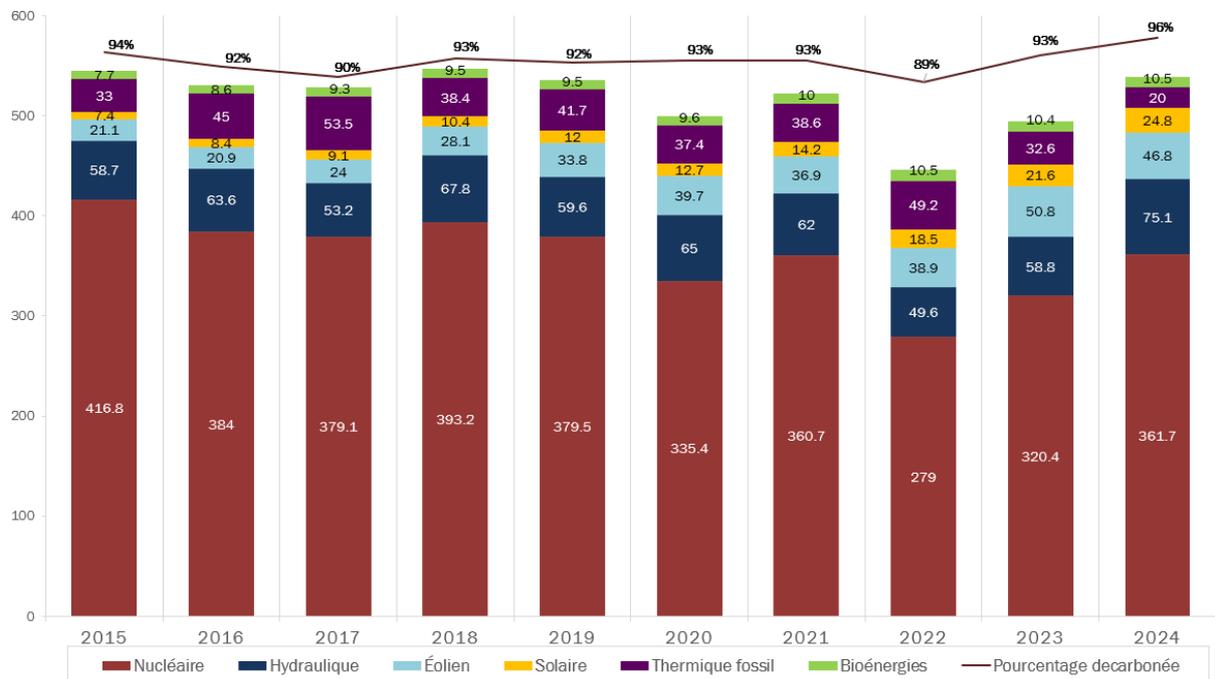
Année	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Production (TWh)	528,3	547,6	536,1	499,7	522,4	445,8	494,7	539,0

Source : RTE

Parallèlement, la production issue de ressources fossiles a chuté à son niveau le plus bas depuis 1952, en diminution de 12,6 TWh par rapport à l'année précédente. La part de production décarbonée a atteint un niveau record de 96 %. Le parc électrique français a connu une expansion significative, avec 154,9 GW installés fin 2024, avec un fort développement des installations solaires photovoltaïques et, dans une moindre mesure, éoliennes.

La production hydraulique prise en compte dans la production globale (Tableau 7) est brute de la consommation liée au pompage.

Figure 25: Production annuelle d'électricité par source d'énergie (TWh)



Source : RTE – Analyse : CRE

1.3.1. La production nucléaire remonte au niveau pré-crise

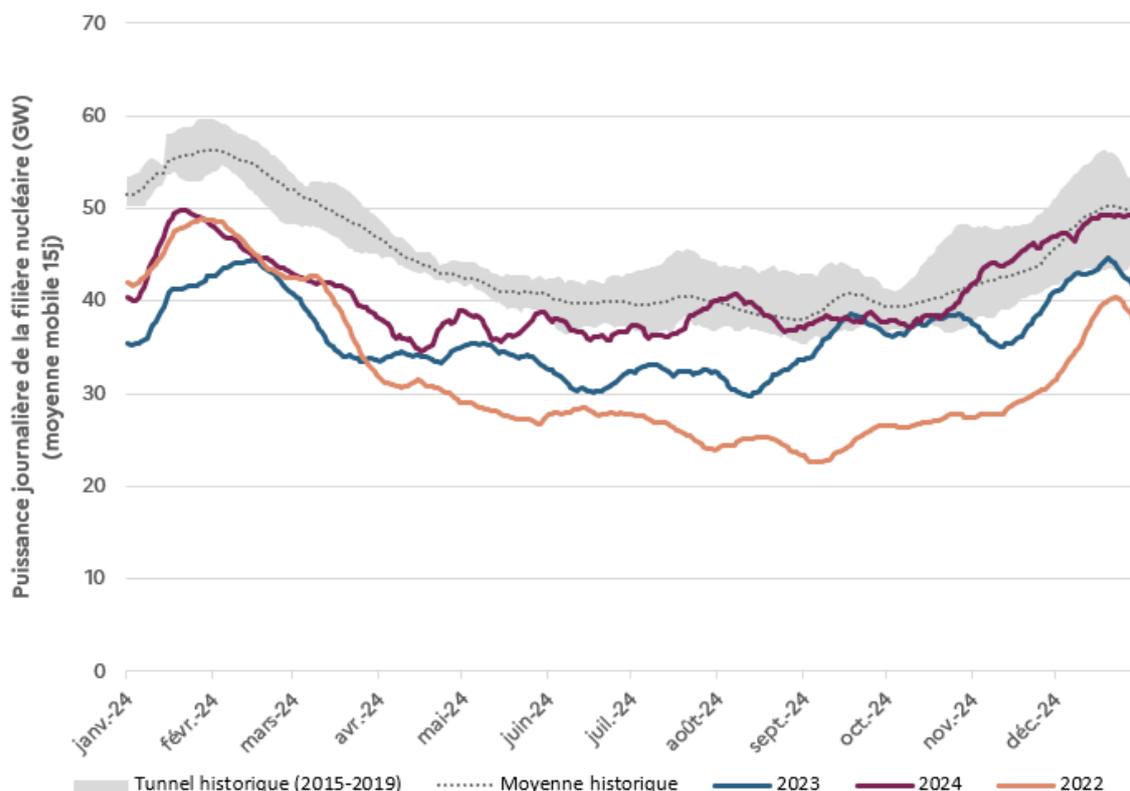
Production nucléaire

En 2024, la production nucléaire en France a enregistré une forte reprise, atteignant 361,7 TWh, soit une hausse de près de 13 % par rapport à 2023, où la production était de 320,4 TWh, déjà en hausse de 15 % par rapport à l'année 2022. En effet, l'année 2022 avait été fortement affectée par le phénomène de corrosion sous contrainte sur de nombreux réacteurs. La production nucléaire en 2024 a retrouvé le niveau atteint en 2021 (+1 TWh).

La Figure 26 présente la production nucléaire des années 2022, 2023 et 2024, journalière moyenne lissée sur des périodes de 15 jours et le tunnel historique des années entre 2015 et 2019 pour comparaison.

Le réacteur EPR de Flamanville a été couplé au réseau le 21 décembre 2024. Le réacteur restera en phase d'essai pendant plusieurs mois jusqu'à sa mise en service commerciale. Avec une puissance de 1620 MW, ce sera le réacteur le plus puissant de France et également la plus grande installation de production d'électricité d'Europe.

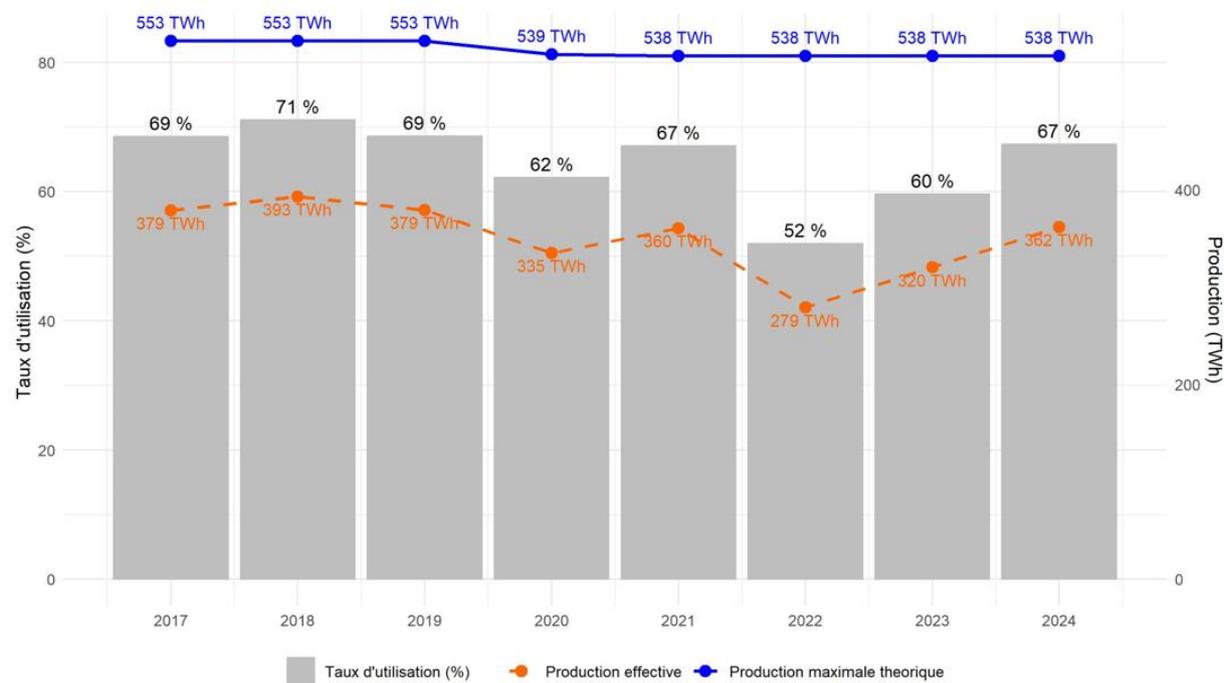
Figure 26 : Production journalière moyenne lissée du parc nucléaire français



Source : RTE – Analyse : CRE

La Figure 27 montre la production nucléaire annuelle depuis 2017, et la production maximale théorique, calculée sur la base d'une production constante à hauteur de la puissance installée. Le taux d'utilisation, ou facteur de charge, est calculé comme le rapport entre ces deux quantités.

Figure 27 : Capacité maximale et production effective du parc nucléaire français



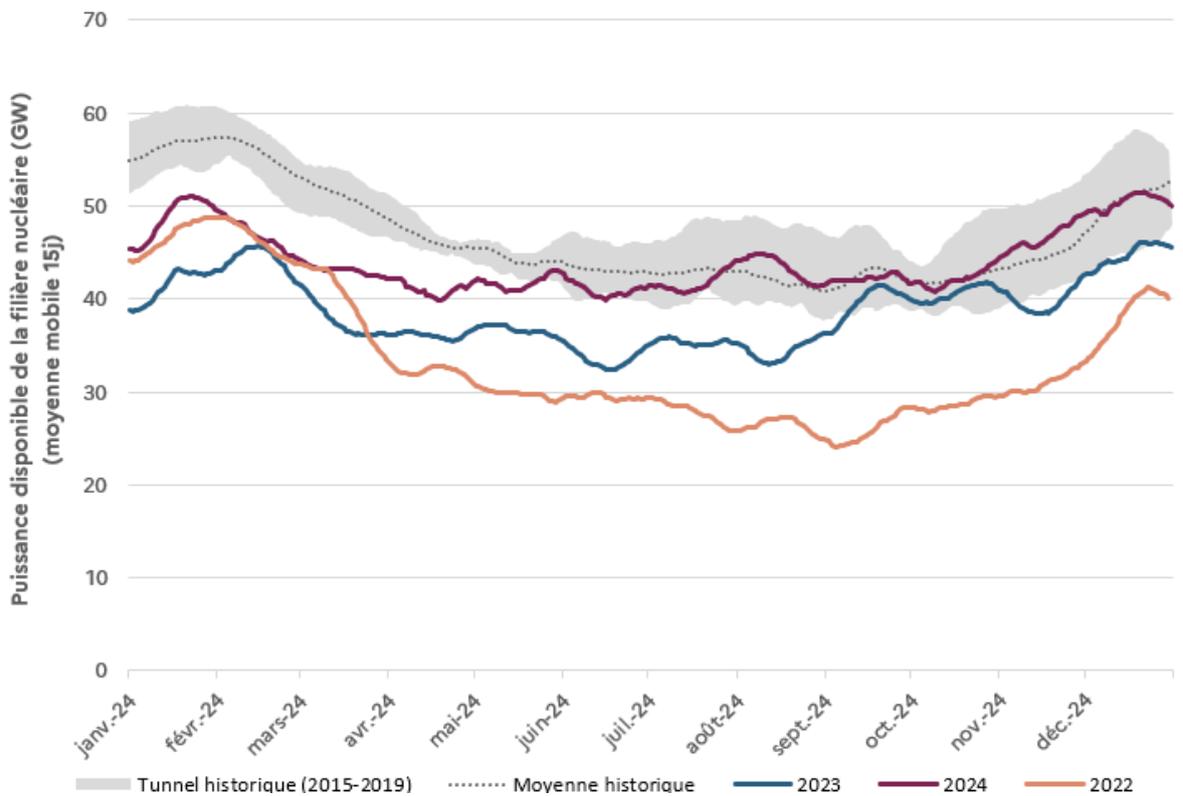
Source : RTE – Analyse : CRE

Disponibilité du parc Nucléaire

2024 a vu une amélioration sensible de la disponibilité du parc nucléaire français, atteignant 50 GW en début et en fin d'année, et une moyenne de 44,1 GW, légèrement inférieure à la moyenne des dernières années (46,5 GW entre 2015 et 2019). En 2022, la corrosion sous contrainte avait affecté de manière exceptionnelle la disponibilité du parc nucléaire français, atteignant des niveaux historiquement bas (minima à 22 GW fin août 2022 et moyenne à 33 GW sur l'année).

La Figure 28 présente la capacité disponible de 2022, 2023 et 2024 (moyenne lissée sur 15 jours) et le tunnel historique des années entre 2015 et 2019 pour comparaison.

Figure 28 : Disponibilité journalière moyenne lissée du parc nucléaire français



Source : RTE – Analyse : CRE

Modulation du nucléaire

Ces dernières années, les mix électriques français et européens se sont progressivement décarbonés en remplaçant les centrales thermiques fossiles par des sources renouvelables, principalement le solaire et l'éolien. Ainsi, des moyens de production pilotables aux coûts variables élevés sont progressivement remplacés par des moyens à coûts variables faibles ou nuls mais non pilotables. Dans ce contexte, l'optimisation économique des autres moyens de production, comme le nucléaire et l'hydraulique, peut être amenée à évoluer.

La Au total, le parc nucléaire a modulé en 2024 autant en volume qu'en 2015, mais avec une production totale plus faible. Le parc a amplifié sa capacité de modulation pour s'adapter à la consommation nette de la production renouvelable.

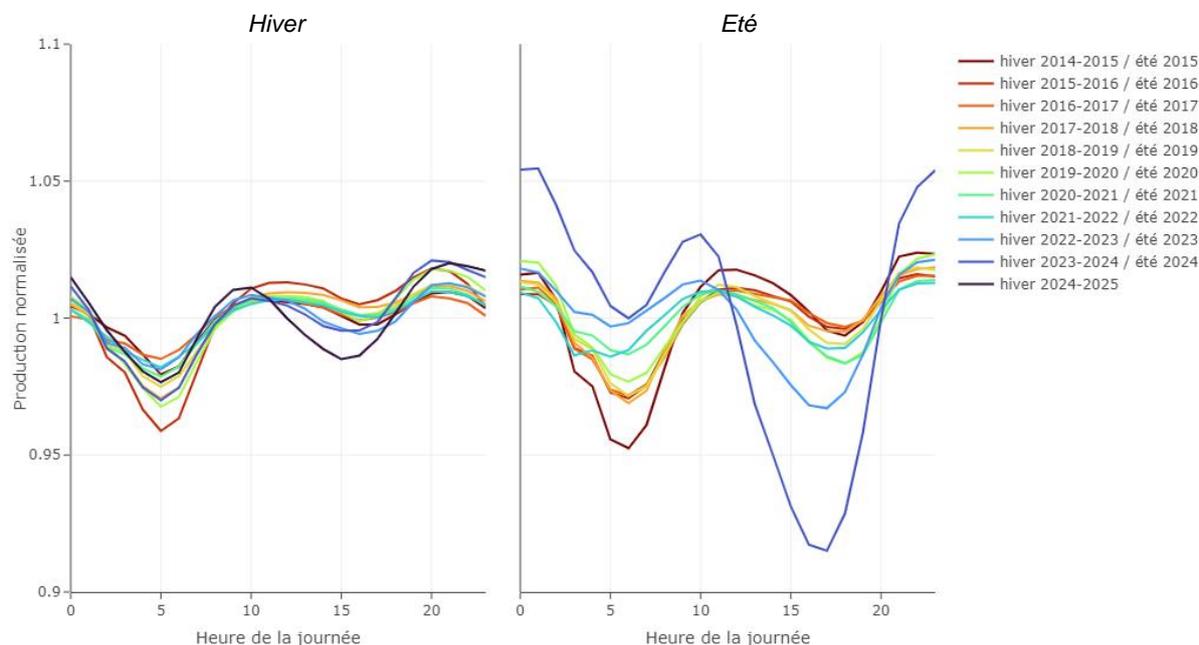
Figure 29 illustre l'évolution de la modulation nucléaire infrajournalière avec les variations de production en fonction des heures de la journée. Le phénomène de modulation n'est pas nouveau, depuis le début de son exploitation le parc nucléaire français module sa puissance pour s'adapter aux variations de consommation. En hiver³⁹, la modulation de la production nucléaire n'a pas fortement changé entre 2015 et 2024 : la production est maximisée lors des pics de consommation du matin et du soir, avec des réductions de puissance pendant la nuit et en milieu de journée. L'hiver 2024-2025 a vu une légère augmentation de la production nocturne, compensée par une plus grande réduction en journée par rapport aux années précédentes.

En revanche la modulation a évolué en été ; en 2023 et 2024, la production nucléaire a diminué significativement en milieu de journée plutôt que durant la nuit. Ce changement s'explique par des considérations économiques : en été les prix spot sont désormais plus bas en milieu de journée que la nuit en raison de la production solaire plus importante en Europe.

³⁹ L'année est découpée ici en deux saisons : l'hiver du 1^{er} octobre au 31 mars et l'été du 1^{er} avril au 31 septembre

Au total, le parc nucléaire a modulé en 2024 autant en volume qu'en 2015, mais avec une production totale plus faible. Le parc a amplifié sa capacité de modulation pour s'adapter à la consommation nette de la production renouvelable.

Figure 29 : Production horaire du parc nucléaire français normalisée par rapport à la production saisonnière moyenne, de 2015 à 2024



Source : RTE – Analyse : CRE

1.3.2. Production hydroélectrique : une croissance significative grâce à des précipitations abondantes

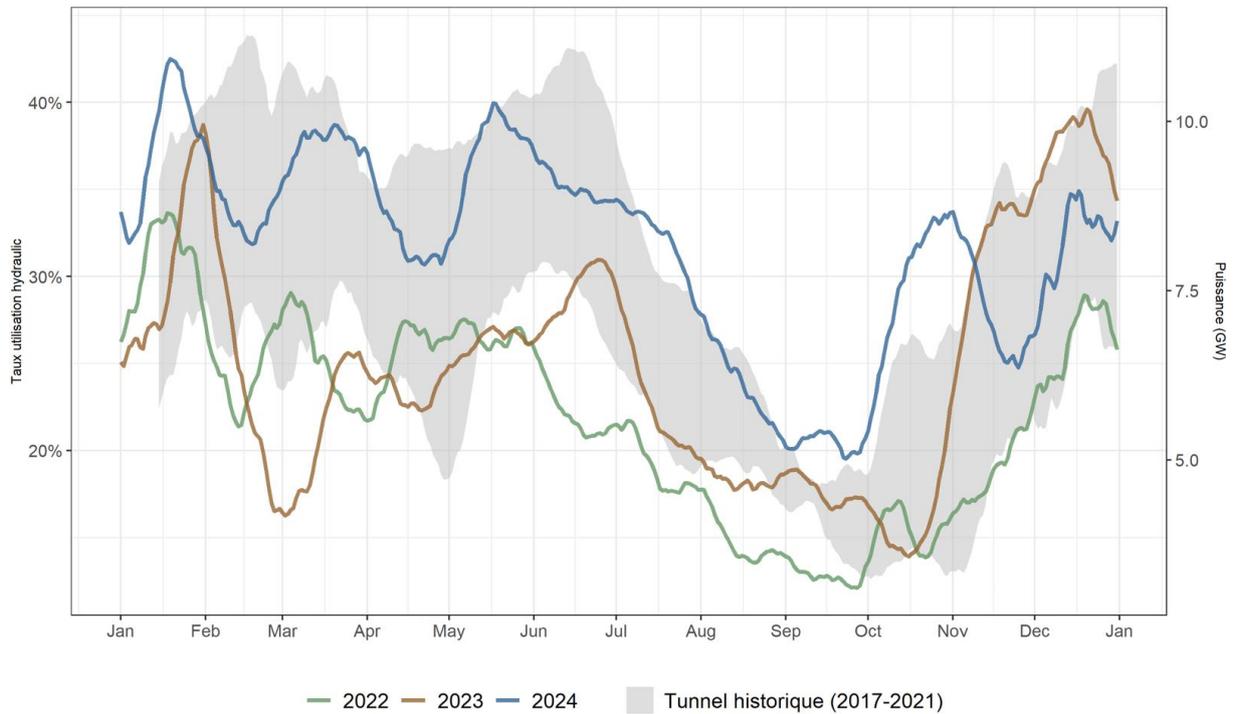
En 2024, la production hydroélectrique en France a atteint un niveau remarquable de 75,1 TWh, en hausse de 28 % par rapport à 2023. Ce volume est le plus élevé depuis 2013, grâce à des précipitations abondantes qui ont placé 2024 parmi les dix années les plus pluvieuses depuis 1959.

L'hydraulique a représenté 13,9 % de la production totale d'électricité, deuxième filière après le nucléaire en volume de production, dépassant pour la première fois depuis 2021 la production combinée des filières solaire et éolienne (75,1 TWh contre 71,6 TWh).

Les niveaux de stock hydraulique ont été élevés tout au long de l'année (Figure 31), atteignant des records entre juin et octobre, grâce à des précipitations importantes dans les Alpes et les Pyrénées.

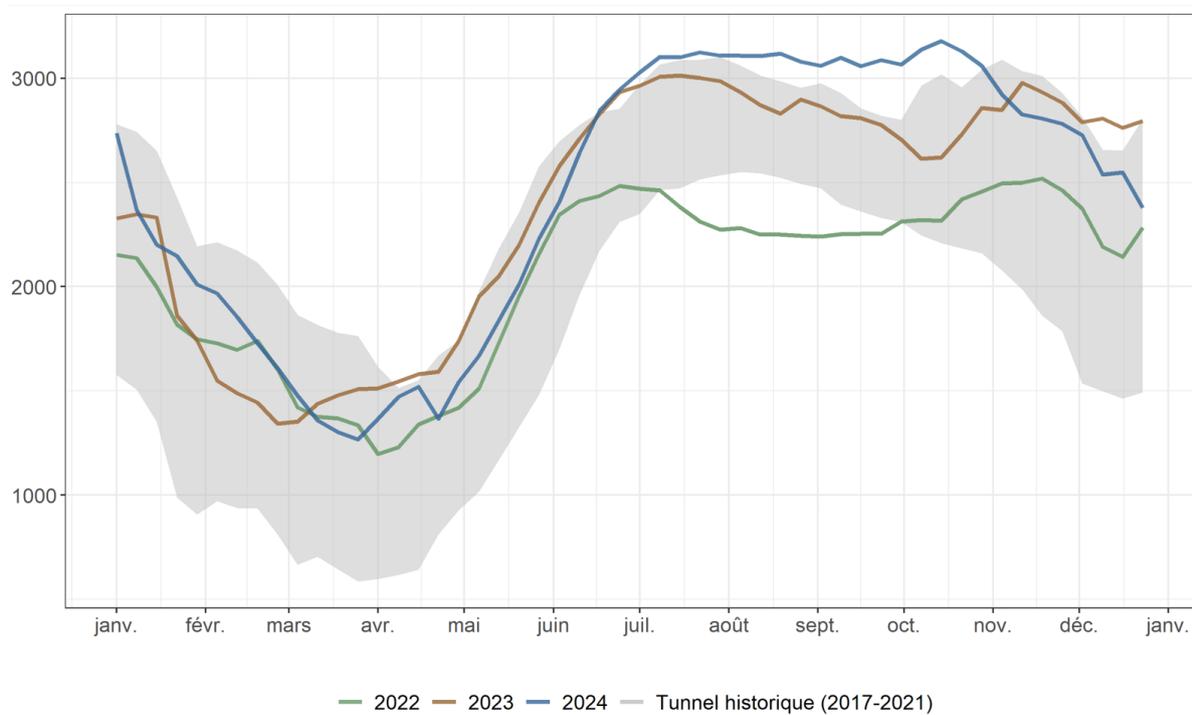
La capacité installée reste inchangée à 25,7 GW.

Figure 30 : Taux d'utilisation (axe à gauche) et puissance (axe à droite) énergie hydraulique, moyenne glissante sur 15 jours



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 31 : Evolution hebdomadaire du stock hydraulique (GWh)



Source : RTE – Analyse : CRE

1.3.3. Eolien et solaire : malgré l'augmentation de la capacité installée, la production est affectée par les conditions météorologiques

En 2024, le parc solaire français a augmenté de 5,3 GW, soit une hausse de 27 %. Le taux de développement demeure pour une quatrième année consécutive au-dessus de la moyenne historique, à +17,3 %/an (Tableau 8).

La production photovoltaïque a atteint 24,8 TWh, établissant un nouveau record pour la France. Le facteur de charge des installations solaires a toutefois diminué à 13 %, en baisse de 1,5 % par rapport à 2023, du fait d'un ensoleillement inférieur à la moyenne, le plus bas depuis presque 30 ans, et dans une moindre mesure des réductions de production lors d'épisodes de prix spot négatifs. Malgré ces difficultés, la production solaire a surpassé pour la première fois la production thermique fossile.

Le parc éolien enregistre 1,7 GW de capacités supplémentaires en 2024 (+4,7 % par rapport à 2023), alors que la hausse était de 1,5 GW en 2023.

La production éolienne terrestre a diminué à 42,8 TWh, en baisse de 12,6 % par rapport à 2023, en raison d'un déficit de vent significatif cette année. Le facteur de charge moyen pour l'éolien a atteint 23,8 %, soit 2,8 % moins qu'en 2023. La production éolienne en mer a doublé pour atteindre 4 TWh.

Tableau 8 : Evolution de la capacité installée éolienne et solaire

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TCAM ⁴⁰ 2016/2024
Eolien (GW)	11,8	13,5	15,1	16,5	17,6	18,8	21,2	22,7	24,4	+ 9,5 %
Solaire (GW)	6,8	7,7	8,5	9,6	10,4	13,1	15,8	19,0	24,3	+ 17,3 %

Source : RTE

Tableau 9 : Evolution de la production éolienne et solaire

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TCAM 2016/2024
Eolien (TWh)	20,9	24,0	28,1	33,8	39,7	36,9	38,9	50,8	46,8	+ 10,6 %
Solaire (TWh)	8,4	9,1	10,4	12,0	12,7	14,2	18,5	21,6	24,8	+ 14,5 %

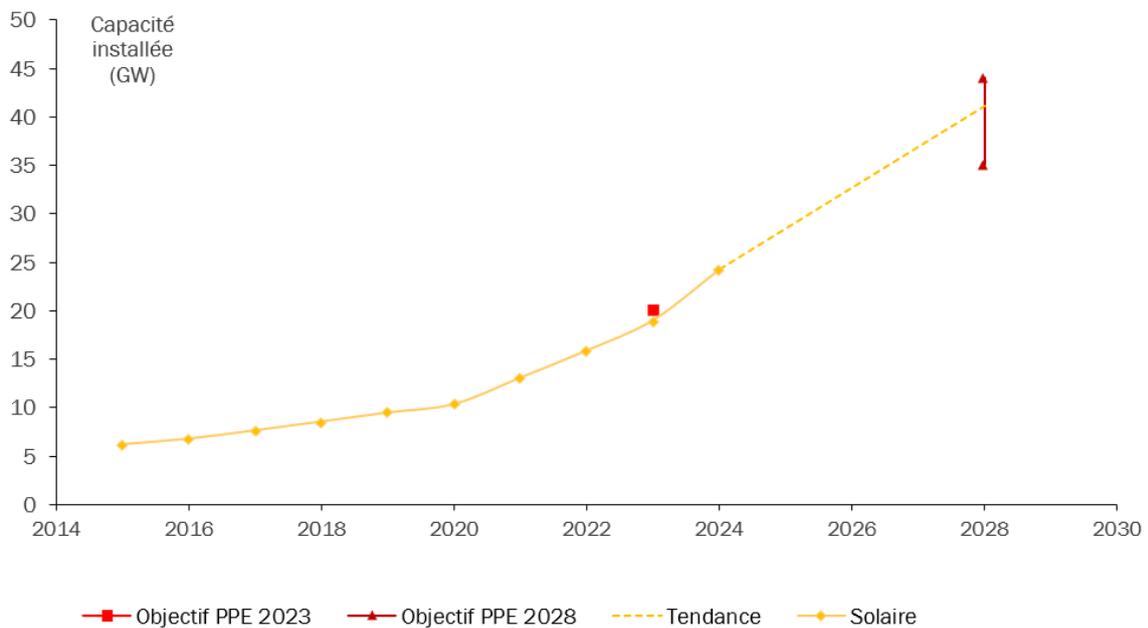
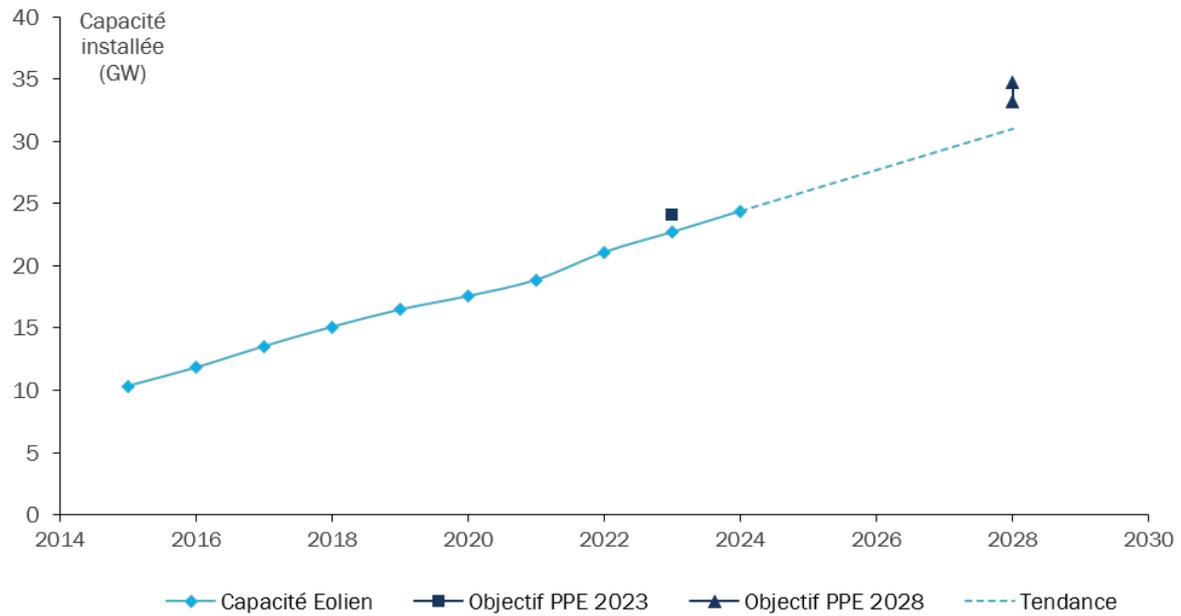
Source : RTE

Les objectifs nationaux fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie en 2020 (PPE 2019-2028)⁴¹ pour 2023, de 24,1 GW pour l'éolien et 20,1 GW pour le solaire (Figure 32) ont été atteints en 2024. Le rythme d'installation de capacité solaire de 2023 et 2024 est suffisant, s'il est maintenu, pour atteindre l'objectif de cette PPE pour 2028. Le rythme actuel d'installation de capacité éolienne, quant à lui, est insuffisant pour atteindre cet objectif. Cette PPE fixe, pour 2028, un objectif de 33,2-34,7 GW pour l'éolien, et de 35,1-44,0 GW pour le solaire.

⁴⁰ Taux de croissance annuels moyens.

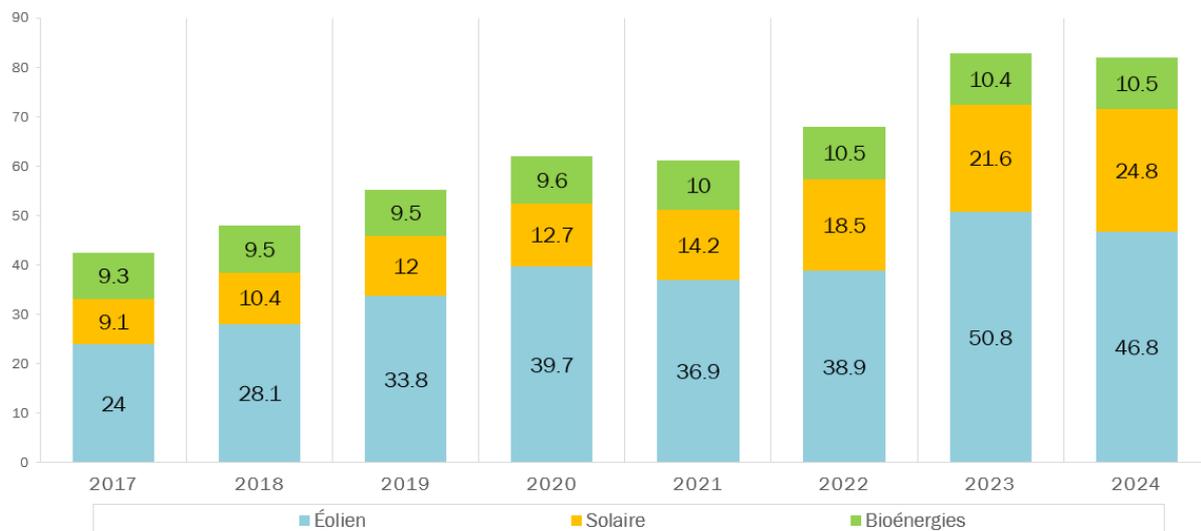
⁴¹ Programmations pluriannuelles de l'énergie : <https://www.ecologie.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-pppe>

Figure 32 : Comparaison du développement des parcs solaire et éolien terrestre au regard des objectifs de la PPE 2019-2028



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 33 : Production annuelle des filières renouvelables (hors hydraulique)



Source : RTE – Analyse : CRE

1.3.4. Sources fossiles : production d'électricité au plus bas depuis 70 ans

La production agrégée des filières thermiques fossiles a connu une nette diminution en 2024, à 20,0 TWh, contre 31,6 TWh en 2023. Ce volume constitue un minimum historique, jamais atteint depuis 1952, où la production s'élevait à 18,3 TWh. Cette baisse est principalement due à la diminution de la production à base de gaz, conséquence de l'abondance de l'électricité décarbonée en 2024.

La production d'électricité à partir du charbon est restée très faible, à 0,6 TWh en 2024, et presque négligeable dans le mix électrique français, à 0,1 % de la production totale.

1.3.5. Les exportations d'électricité de la France atteignent un niveau record

En 2024 la France a réalisé un record en termes de solde exportateur net, avec un solde net de 89,0 TWh d'exportations, dépassant largement le record de 2002 de 77 TWh. La Figure 34 présente le détail des échanges par frontière et trimestre depuis 2021. En 2024, les échanges les plus significatifs ont été observés avec l'Allemagne et la Belgique, avec un solde de +27,2 TWh, suivi par l'Italie (+22,3 TWh), la Grande-Bretagne (+20,1 TWh), la Suisse (+16,7 TWh) et finalement l'Espagne (+2,6 TWh).

Chaque frontière a présenté des dynamiques uniques : par exemple, les interconnexions avec l'Espagne ont montré des échanges plus équilibrés, influencés par une forte production renouvelable ibérique. Au cours du premier trimestre de 2024, le solde net sur la frontière espagnole a été importateur. Toutefois, cette situation a été compensée par les exportations du troisième et du quatrième trimestre. Le solde d'échanges avec la Suisse, quant à lui, bien que généralement exportateur, a varié saisonnièrement notamment en raison des fluctuations de la production hydraulique helvétique.

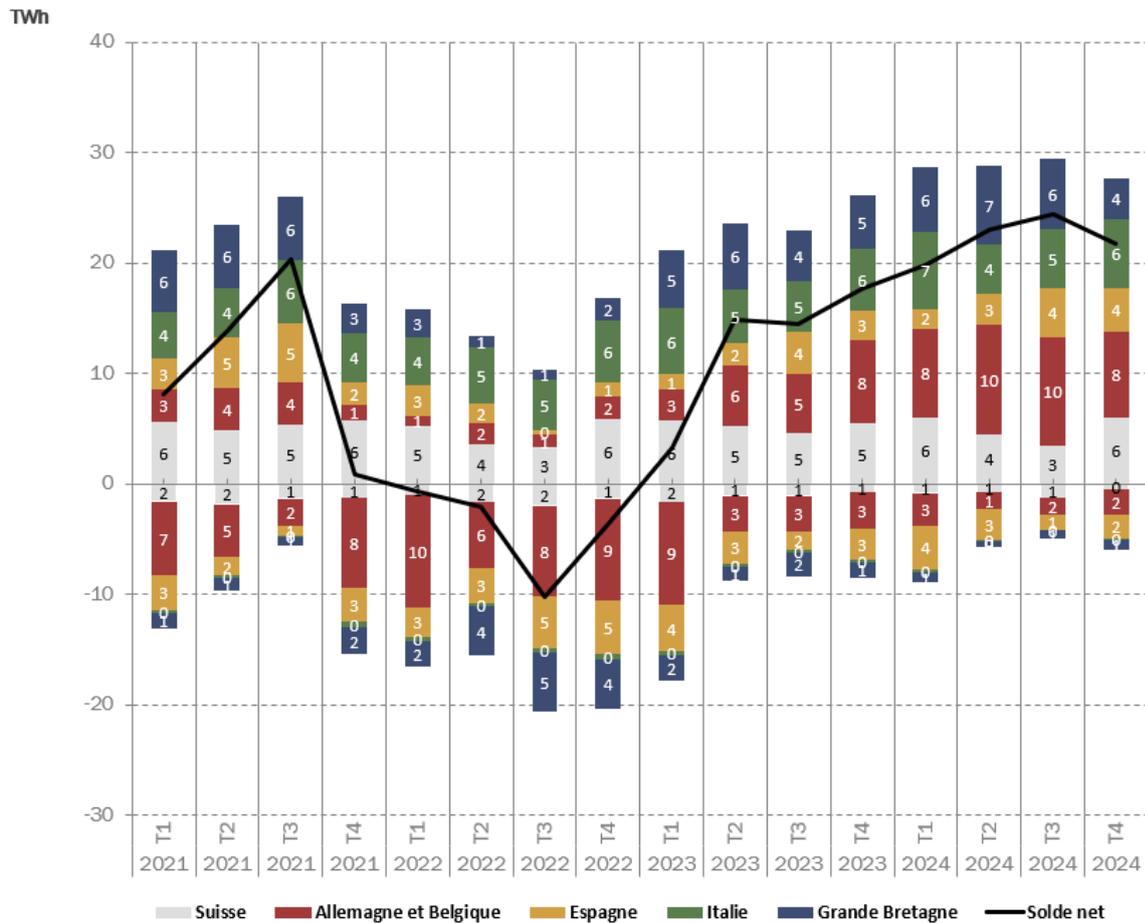
La France a été importatrice nette d'électricité pour seulement 2 % des heures au cours de l'année 2024.

Tableau 10 : Evolution du solde commercial exportateur de la France

Solde commercial exportateur France (TWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	44	47	65	62	39	38	60	56	43	43	-16	51	89

Source : RTE

Figure 34 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières par pays



Source : RTE – Analyse : CRE

2. Les prix de gros de l'électricité

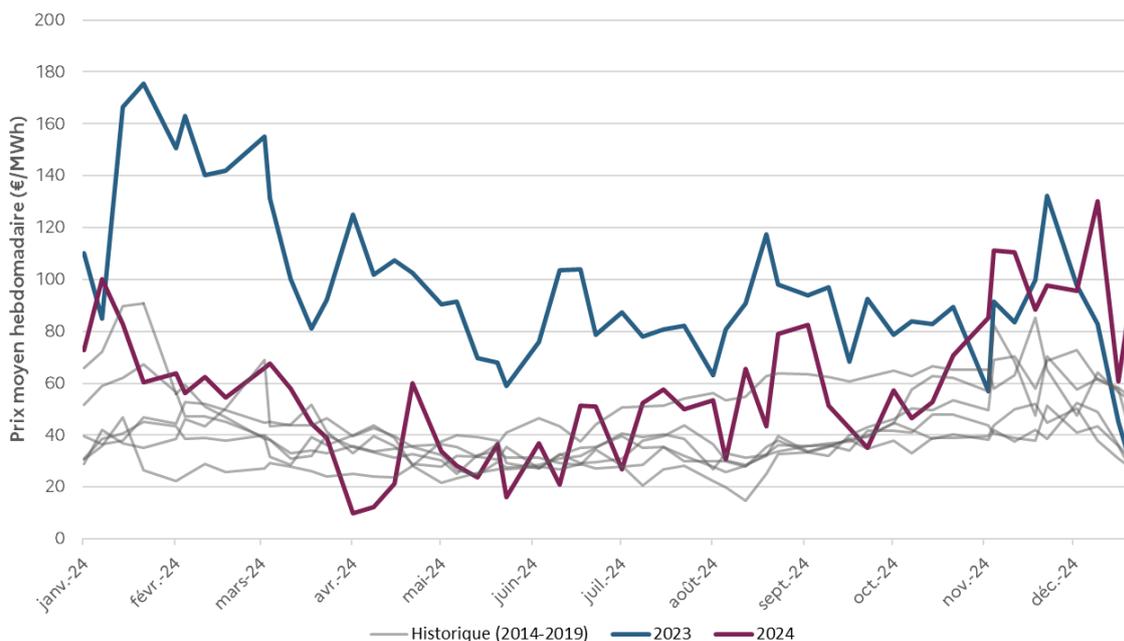
2.1. Les prix du marché journalier en nette baisse avec une pénétration croissante des renouvelables

Les prix du marché journalier (*spot*, ou encore *day-ahead*) jouent un rôle essentiel dans le bon fonctionnement du système électrique européen en déterminant de façon coordonnée à l'échelle européenne la veille pour le lendemain, heure par heure, le mix de production utilisé pour faire face à la consommation prévue. En outre, les prix des produits à terme s'établissent notamment par référence aux anticipations des futurs prix *spot* sur la période considérée.

En 2024, les prix *spot* ont considérablement baissé, atteignant 57,8 €/MWh en moyenne, soit une baisse de 40 % par rapport à 2023 (96,9 €/MWh). Cette valeur confirme la sortie de crise, en étant supérieure aux niveaux d'avant-crise en valeur nominale, mais comparable en valeur réelle (Tableau 11).

Cette baisse s'explique principalement par une amélioration des fondamentaux en France avec un surplus de production peu chère d'origine renouvelable et nucléaire, surtout au printemps et à l'été, une consommation stable et la baisse du prix du gaz. La baisse a été bien plus importante que les anticipations du marché en 2023, le prix spot moyen constaté en 2024 étant trois fois inférieur aux prix à terme du produit annuel pour livraison en 2024, en moyenne en 2023 (162,7 €/MWh).

Figure 35 : Evolution des prix journaliers en France mis en perspective avec les prix des années précédentes (moyenne hebdomadaire)



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Tableau 11 : Prix journaliers en France en moyenne annuelle depuis 2010, valeurs nominales et corrigées de l'inflation

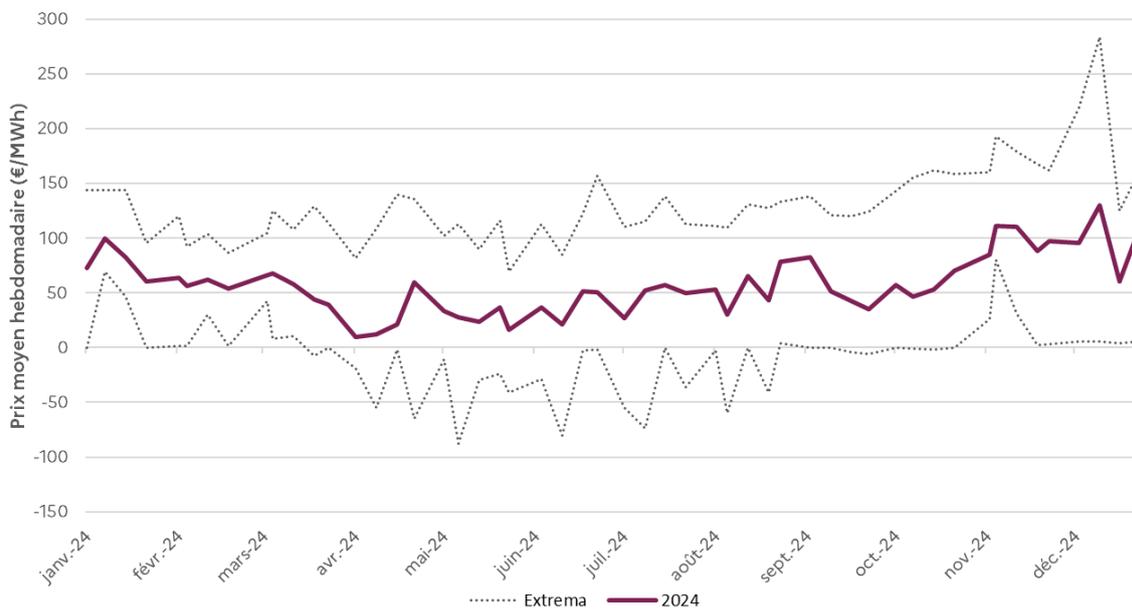
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
€/MWh	48	49	47	43	35	38	37	45	50	39	32	109	276	97	58
€ ₂₀₂₄ /MWh	59	60	56	52	41	46	44	53	58	45	37	123	294	99	58

Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Le développement croissant de la production renouvelable fait baisser les prix spot mais participe également à l'augmentation de la variabilité des prix horaires au sein d'une même journée et d'un jour sur l'autre (cf. Figure 36 et Figure 37), ainsi que par des écarts de prix importants entre le marché *day-ahead* et le marché intrajournalier (cf. Figure 38). Si les pics de prix élevés ont été moins fréquents et moins importants en 2024 qu'en 2023, les pics de prix négatifs ont été plus nombreux, dépassant parfois les -50 €/MWh.

L'écart absolu entre les *extrema* hebdomadaire est en baisse en 2024 par rapport à la période 2019-2023. En effet, en 2024, l'écart médian entre le prix horaire le plus bas et le plus élevé d'une semaine est de 137 €/MWh. Mais en relatif cela représente un écart médian d'environ 238 %, soit environ 35 % plus élevé qu'en 2023 et 6 % plus élevé que sur la période 2019-2022.

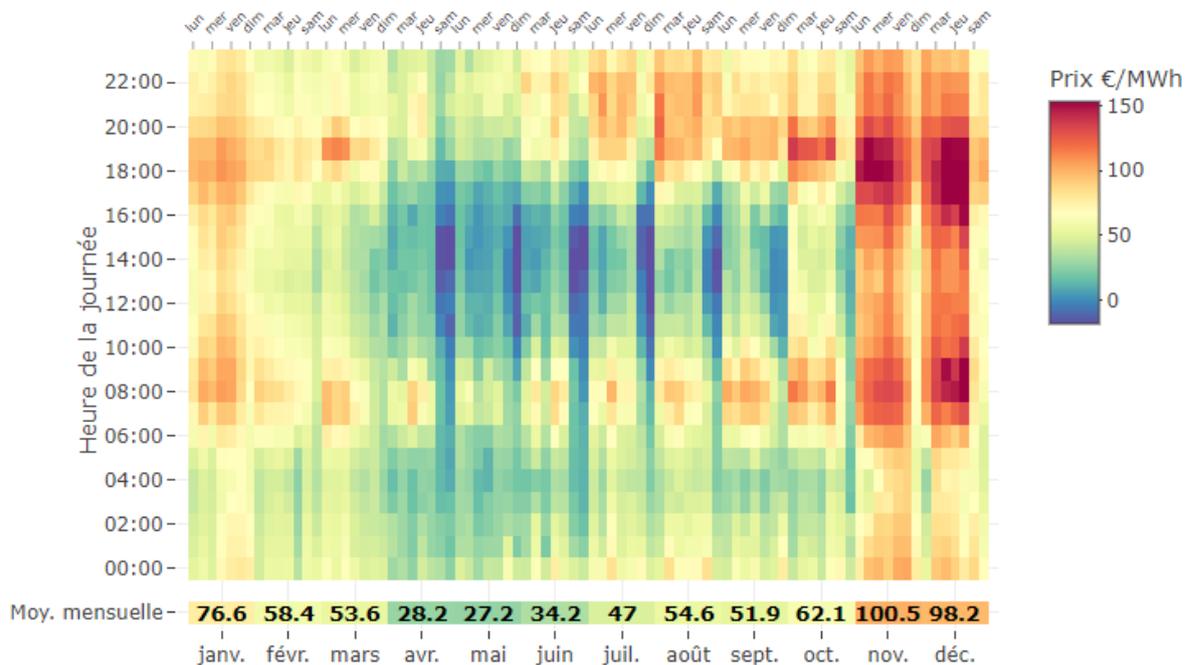
Figure 36 : Moyenne et extrema des prix horaires journaliers en France en 2024



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

La Figure 37 présente les prix *day-ahead* observés en moyenne en fonction de l'heure, du jour de la semaine et du mois de l'année 2024 (heures en ordonnées et jours de la semaine et mois en abscisse). On lit par exemple le prix moyen pour 10h les mardis du mois de mai. La figure met en évidence les fortes fluctuations des prix *day-ahead* d'une heure sur l'autre, d'un jour sur l'autre et entre la semaine et le week-end. En particulier, on observe nettement l'impact des pointes de consommation journalières, autour de 8h et 18h, et saisonnières ainsi que les pics de production solaires entre 11h et 16h l'été. Les prix très bas et très élevés coexistent fréquemment au sein de la même journée : en 2024, 35 journées ont connu au moins 2 heures à prix inférieur à 10 €/MWh et 2 heures à prix supérieurs à 100 €/MWh.

Figure 37 : Prix journaliers moyens en France de l'année 2024 par heure, par mois et par jour de la semaine (heures en ordonnées et jours de la semaine / mois en abscisse)



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Les prix du premier trimestre de 2024 ont d'abord suivi la tendance baissière qui avait marqué 2023 avec l'amélioration globale des fondamentaux limitant l'usage des centrales fossiles (8,2 TWh de production au T1 2024 contre 10,3 au T1 2023). Avec des températures très douces pour la période en février et en mars ainsi qu'une production éolienne abondante, les prix spot se sont établis en moyenne à 62,8 €/MWh sur le trimestre.

Au second trimestre 2024, les prix ont rapidement chuté, portés par la production élevée des filières solaire et hydraulique. En mai les prix spot moyens ont été de 27,2 €/MWh, les plus bas depuis juin 2020 dans le contexte du Covid 19. En raison de maintenances, des contraintes réseaux sont apparues durant les mois d'avril et mai, limitant en partie les exports et baissant les prix journaliers. Malgré cela les exportations vers l'Allemagne, la Belgique mais aussi l'Espagne ont été importantes et le prix minimum horaire de 2024 a été atteint le 12 mai avec -87,3 €/MWh.

Les prix ont ensuite augmenté sur les mois de juillet à septembre avec une moyenne trimestrielle de 51,1 €/MWh. Le solde net s'est établi à 24,4 TWh d'export, il s'agit d'un record absolu d'export sur un trimestre en France. Ce record a été porté par des écarts de prix *spot* élevés avec les pays voisins notamment pendant les pointes du matin et du soir. Les prix du gaz ont également connu une hausse à partir du mois d'août touchant les prix de l'électricité.

Le dernier trimestre a été marqué par l'augmentation des prix *spot* et une moyenne trimestrielle de 86,8 €/MWh. La demande a été soutenue sur la période ponctuée par des épisodes de froid alors que la production renouvelable a été plus limitée (12,8 TWh de production éolienne au T4 2024 contre 16,7 TWh au T4 2023) avec notamment des épisodes de production renouvelable très faible et généralisée dans toute l'Europe causant des pics de prix très élevés. Le recours au thermique fossile a donc été plus important malgré des prix du gaz et du CO2 en augmentation en raison du contexte géopolitique.

Tableau 12 : Prix moyen day-ahead et intrajournalier en France

Période	Prix <i>day-ahead</i> moyen	Prix intrajournalier moyen
2019	39,5 €/MWh	39,7 €/MWh
2020	32,2 €/MWh	32,9 €/MWh
2021	109,2 €/MWh	109,7 €/MWh
2022	275,8 €/MWh	276,3 €/MWh
2023	96,9 €/MWh	98,4 €/MWh
2024	57,8 €/MWh	57,8 €/MWh

Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

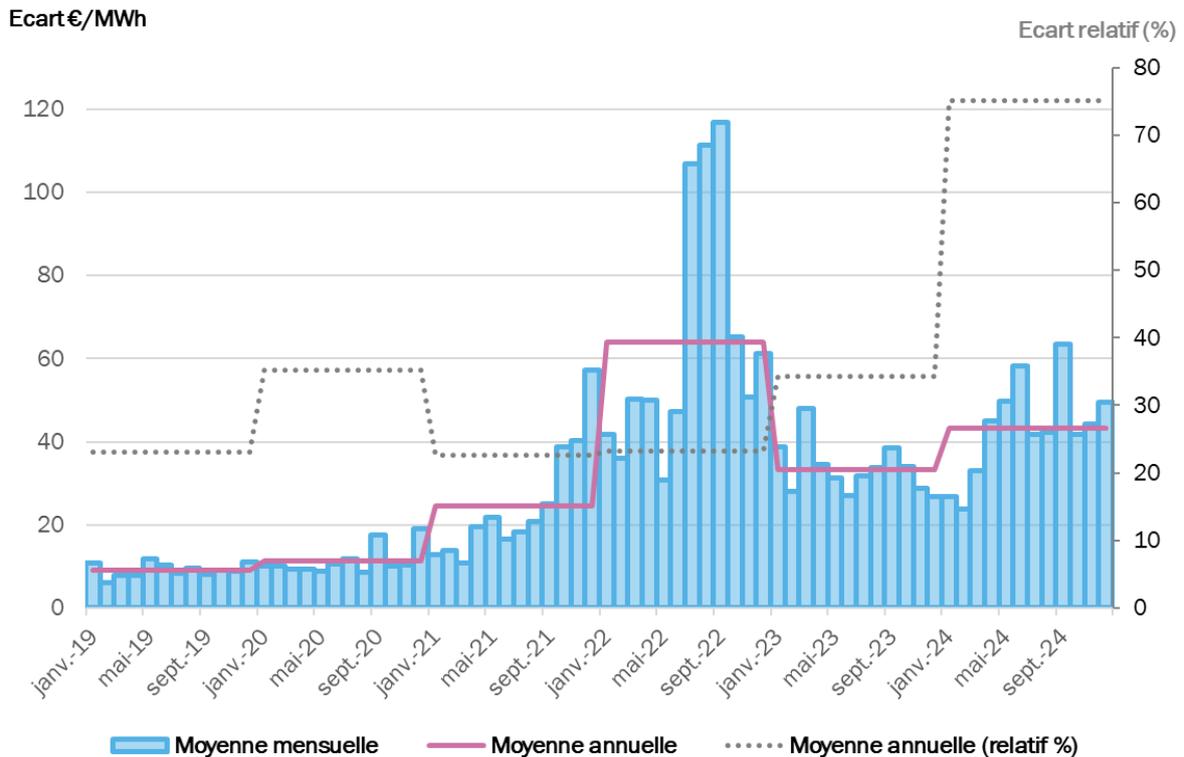
Les prix intrajournaliers (prix moyens pondérés) ont affiché un niveau quasi égal aux prix *spot* en moyenne et se sont établis à 57,8 €/MWh en 2024.

Cependant, on observe une forte variabilité du prix intrajournalier au sein de sa période de cotation (i.e. à partir de 15h la veille de la livraison) par rapport au prix *day-ahead*. La Figure 38 montre les moyennes mensuelles et annuelles des intervalles de prix dans lesquels s'échange un même produit pour livraison une heure donnée⁴², soit les écarts observés entre les prix *day-ahead* et les extrema intrajournaliers pour un même produit horaire.

L'écart moyen annuel est de 43,3 €/MWh en 2024, soit d'environ 75 % en relatif par rapport au prix moyen annuel du *day-ahead* (écart relatif). Ce niveau, bien qu'inférieur en absolu par rapport à 2022, est plus élevé en relatif que toutes les années précédentes. Il est également plus élevé en absolu par rapport aux années 2018, 2019 et 2021. Cette hausse de la volatilité entre les prix *spot* et les prix intrajournaliers est en partie due à la part croissante des énergies renouvelables dans la production française et européenne, qui introduisent plus d'incertitude du fait de leur dépendance aux conditions météorologiques.

⁴² i.e. la différence entre le maximum entre le prix *day-ahead* et le prix maximum du produit intrajournalier correspondant d'une part, et le minimum entre prix *day-ahead* et le prix minimum du produit intrajournalier correspondant.

Figure 38 : Moyennes mensuelles et annuelles des écarts constatés entre les extrema des prix day-ahead et les extrema des prix intrajournaliers



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

En résumé, l'année 2024 a été marquée par une baisse importante des prix *spot* en France en moyenne. Cette baisse reflète une sortie de crise, bien que les niveaux de prix demeurent supérieurs à ceux d'avant crise. Elle s'explique principalement par une hausse de la disponibilité nucléaire, la production toujours croissante des énergies renouvelables et la diminution du prix des combustibles. Ces conditions favorables se sont dégradées à la fin de l'année, le contexte géopolitique faisant monter le prix des combustibles et la production renouvelables étant limitée par les conditions météorologiques.

La baisse de prix, en moyenne, s'accompagne cependant d'une hausse de la volatilité des prix de l'électricité. L'intégration croissante des énergies renouvelables a provoqué des variations importantes entre les prix journaliers et intrajournaliers, avec des fluctuations importantes au sein même de la journée et d'un jour à l'autre. La fréquence des prix négatifs a doublé, atteignant même des niveaux inférieurs à -50 €/MWh à 108 reprises. Cette volatilité accrue est en partie due à l'intermittence des ressources renouvelables, mais aussi par manque de moyen de flexibilité de la consommation et de pilotabilité de ces moyens de production renouvelables.

Le nombre de prix spot nuls ou négatifs a fortement augmenté

Les prix nuls ou négatifs correspondent à une surabondance d'offres par rapport à la demande, lorsque les producteurs acceptent de payer pour produire (ceux-ci ne souhaitent pas arrêter leurs actifs bien que cela induise une perte financière sur le marché de l'électricité) ou si les producteurs sont insensibles au prix journalier (les actifs sous contrat d'obligation d'achat n'étaient en 2024 pas incités à s'arrêter lorsque les prix étaient négatifs).

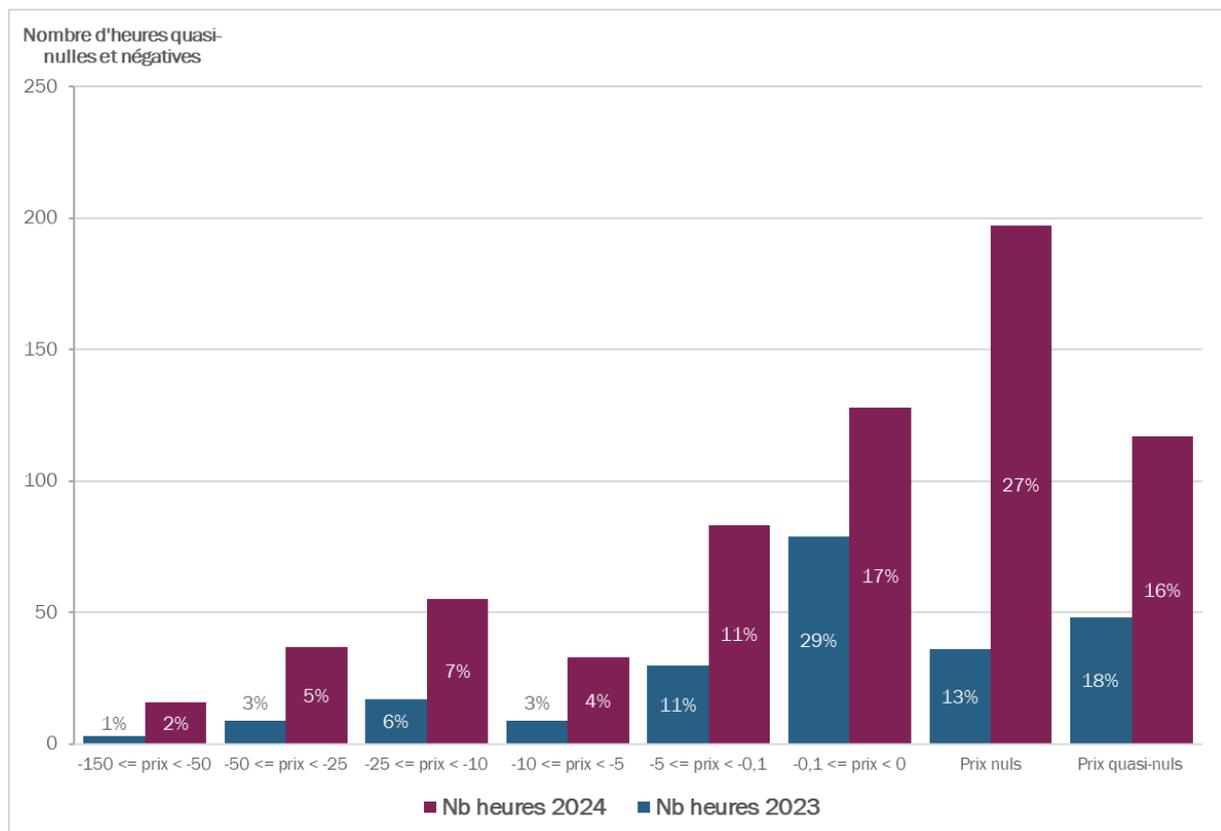
En 2024, avec une consommation d'électricité stable, l'augmentation de la production a contribué à accroître le nombre d'heures à prix nuls ou négatifs. Les actifs contrôlables et exposés aux prix nuls ou négatifs, notamment les actifs soutenus en complément de rémunération, contribuent à la hausse des heures de prix autour de 0 €/MWh, et les actifs non pilotables ou insensibles aux prix négatifs tirent les prix encore plus bas en vendant leur production à tout prix. La hausse de la production de tels actifs dans les autres pays européens a également contribué à la baisse des prix, du fait de l'interconnexion des marchés européens.

L'année 2024 a comptabilisé un niveau record de prix nuls ou négatifs en France avec :

- 194 heures de prix presque nuls (prix compris entre 0 et 1 €/MWh), soit plus du double par rapport à 2023 (88 heures),
- 197 heures de prix nuls, soit 5 fois plus par rapport à 2023 (36 heures),
- 352 heures de prix strictement négatifs, soit plus du double par rapport à 2023 (147 heures).

Les heures à prix négatif se sont concentrées en avril, mai et juin et sur les heures de la nuit (2h-5h) et du milieu de journée (11h-17h). C'est essentiellement le nombre d'heures négatives en journée, en période de production solaire importante, qui a augmenté par rapport à 2023.

Figure 39 : Distribution des prix horaires quasi-nuls, nuls et négatifs en France en 2023 et 2024



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

La CRE a publié en novembre 2024 une analyse détaillée⁴³ du phénomène de prix négatifs. Elle conclut que les prix négatifs ne sont pas un défaut du fonctionnement du marché de gros. C'est un signal fort envoyé par le marché pour des besoins de flexibilité. La variabilité importante des prix au sein de la journée rend les projets de flexibilité de plus en plus attractifs d'un point de vue économique. En revanche, lorsque les prix négatifs sont dus aux modalités des contrats de soutien public aux énergies renouvelables, il convient de faire évoluer ces contrats et la CRE fait des propositions en ce sens. Ces évolutions permettront de ramener certains prix négatifs à 0 €/MWh ou autour de 0 €/MWh mais ne supprimeront pas la volatilité des prix tant que des moyens de flexibilité importants ne se seront pas développés.

2.2. Marginalité des différentes filières de production en 2024 : le prix de l'électricité française a été moins dépendant du prix du gaz qu'en 2023

Une filière de production est dite marginale lorsque la dernière unité de production appelée pour satisfaire la demande appartient à cette filière. Son coût marginal de production détermine alors en théorie le prix de gros de l'électricité à cet instant. La marginalité d'une filière peut être très différente de sa part dans la production annuelle.

Cependant, il est délicat en pratique d'identifier la filière marginale. Le principal problème pour identifier le moyen marginal est la proximité des coûts variables de filières différentes. Par ailleurs, les producteurs ne sont pas tenus d'offrir sur l'enchère *day-ahead* une offre strictement égale à leur coût variable : par exemple, ils peuvent inclure leurs coûts de démarrage, des coûts d'opportunité du combustible ou de la ressource primaire (cf. infra), ou accepter de vendre à perte sur une heure pour éviter des coûts de redémarrage ou pour participer aux marchés des réserves d'équilibrage.

La définition de « technologie marginale » elle-même peut poser un problème car il arrive fréquemment que plusieurs moyens (éventuellement de technologies différentes) doivent adapter leur production pour faire face à une variation, même faible, de la demande. En effet, cela peut être le cas : (i) du fait du couplage européen des marchés et (ii) lorsque la gestion, même à la marge, d'un moyen en impacte d'autres. Par exemple, les offres « blocs » sur le marché qui couvrent plusieurs pas de temps et sont acceptées ou rejetées simultanément, peuvent créer des effets de seuil.

Enfin, il convient de signaler que les moyens de production dits « à stock » participent au marché sur la base, non pas de leur coût variable de production, mais de leur coût d'opportunité, calculé en prenant en considération la valeur qu'aurait une production future. Les filières concernées sont l'hydraulique de barrage, et à un moindre degré le nucléaire, pour les centrales ne disposant pas suffisamment de combustible pour fonctionner à pleine puissance jusqu'à leur date de rechargement planifiée.

Ainsi, la détermination des taux de marginalité des différentes filières présente un caractère normatif. L'empilement des moyens de production et la marginalité sur une heure donnée sont donc seulement une façon « imagée » d'appréhender l'optimisation du système électrique.

Afin de mieux refléter ces constats, la CRE a modifié sa méthode de détermination des filières marginales en 2020. La méthode actuelle permet de considérer plusieurs technologies comme marginales à une même heure. Les calculs de la CRE sont fondés sur les coûts marginaux directement transmis à la CRE par les producteurs, qui n'incluent pas les coûts marginaux de la production renouvelable. La filière renouvelable est par conséquent exclue de cet exercice, ce qui en constitue une limite importante quand les prix sont souvent nuls ou négatifs.

La description de la méthode pour chaque heure de l'année est indiquée ci-après :

1. Si le prix journalier est égal à celui d'au moins un autre pays frontalier (seuil de couplage de 0,01 €/MWh), et s'il n'y a aucun moyen de production en France dont le coût marginal est à moins de 1 €/MWh du prix *spot*, alors la frontière fait partie des moyens marginaux.

⁴³ <https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/la-cre-publie-son-analyse-sur-le-phenomene-de-prix-de-lelectricite-negatifs-et-ses-recommandations-relatives-aux-dispositifs-de-soutien-aux-energies-renouvelables.html>

2. Les moyens de production⁴⁴ dont le coût marginal est proche du prix *spot*, font partie des moyens marginaux. La contribution de chaque moyen à la marginalité décroît exponentiellement en fonction de la différence entre le prix *spot* et son coût marginal⁴⁵.
3. Les heures où la France n'est couplée à aucun pays frontalier, et où il n'y a aucun moyen de production avec un coût suffisamment proche du prix *spot*, la marginalité est assignée à la filière « autre ».

La méthode décrite est légèrement différente de celle utilisée dans le rapport portant sur l'année 2023, notamment concernant l'affectation de la catégorie « autre ». Dans l'analyse du rapport 2023, une heure pouvait être assignée à la catégorie « autre » uniquement dans le cas où aucune autre filière ne pouvait être considérée marginale. Dans la présente analyse, la catégorie « autre » peut être assignée partiellement à une heure lorsqu'il y a des moyens plus éloignés du prix *spot*, mais entraînant une marginalité non-nulle pour leur filière.

Valeur d'usage de l'eau et du nucléaire

Les valeurs d'usage de l'eau transmises par les producteurs à la CRE, définissant les coûts variables de la production hydroélectrique, peuvent atteindre des valeurs élevées, alors qu'intuitivement l'eau dans les barrages pourrait apparaître comme une ressource gratuite pour les producteurs. Cela est dû à la gestion en « coût d'opportunité » des moyens de production hydraulique disposant d'un stock d'eau limité : afin de réserver la production hydraulique aux périodes où les prix sont les plus élevés, les producteurs définissent une « valeur d'usage » de l'eau, qui reflète les prix anticipés sur les périodes futures les plus chères. Ainsi, les prix proposés par les opérateurs de barrage hydraulique peuvent être très proches des coûts marginaux anticipés des centrales au gaz.

Une partie du parc nucléaire est également optimisée en valeur d'usage, non reliée aux coûts de combustible, lorsque le stock de combustible est contraint. Ainsi certaines centrales peuvent être par moments plus onéreuses que des CCGT. Différents facteurs peuvent amener à des valeurs d'usage élevées, comme des prix à terme très élevés ou des changements de planning d'arrêt des tranches.

Comme mentionné *supra*, des valeurs d'usage élevées reflètent la nécessité d'économiser du combustible jusqu'au prochain rechargement. A l'inverse, des valeurs négatives sont possibles pour refléter la nécessité de fonctionner à puissance maximale indépendamment du prix lorsque le combustible doit être consommé avant le prochain arrêt prévu.

La gestion en coût d'opportunité est essentielle pour s'assurer que la flexibilité des moyens à stock limité (hydraulique, nucléaire dans certains cas) est disponible aux heures de tension du système électrique et que tout le stock de productible n'est pas consommé inutilement en début d'année.

La marginalité du gaz a baissé nettement en 2024 par rapport à l'année précédente (-12,1 %), en faveur du nucléaire (+6,5 %) et de l'hydraulique (+ 9,8 %), surtout pendant l'été. Cette diminution suit la baisse de la production d'électricité à partir du gaz du 2024 par rapport à 2023.

La baisse de la marginalité du gaz n'entraîne pas automatiquement une décorrélation des prix de l'électricité et du gaz. En effet, le prix du gaz peut influencer le prix de l'électricité même lorsqu'aucune centrale à gaz ne produit de l'électricité en France, notamment à travers les échanges aux frontières et la valeur d'usage de l'eau de barrage.

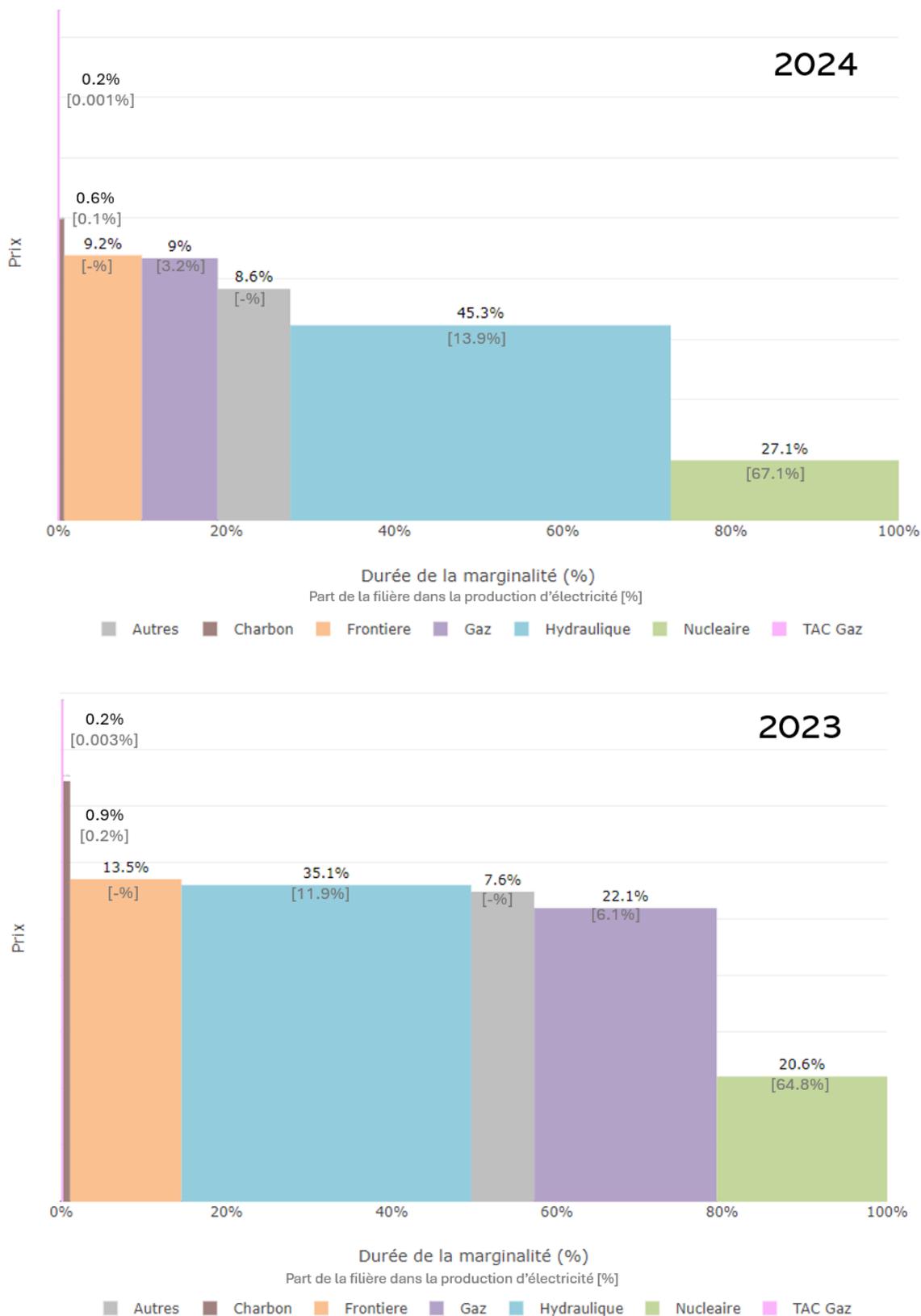
Le marché français a été moins dépendant des autres marchés européens en 2024 par rapport à 2023, la marginalité des pays frontaliers diminuant de 13,5 % des heures en 2023 à 9,2 % en 2024.

Les prix de marginalité de toutes les filières diminuent considérablement par rapport à 2023, en raison d'une baisse générale des prix *spot*.

⁴⁴ Prévus au programme d'appel

⁴⁵ La formule a été adaptée pour prendre en compte la hausse des prix. La contribution décroît donc désormais plus lentement en fonction de la différence entre le prix *spot* et son coût marginal

Figure 40 : Marginalité des différentes filières de production en 2023 et 2024

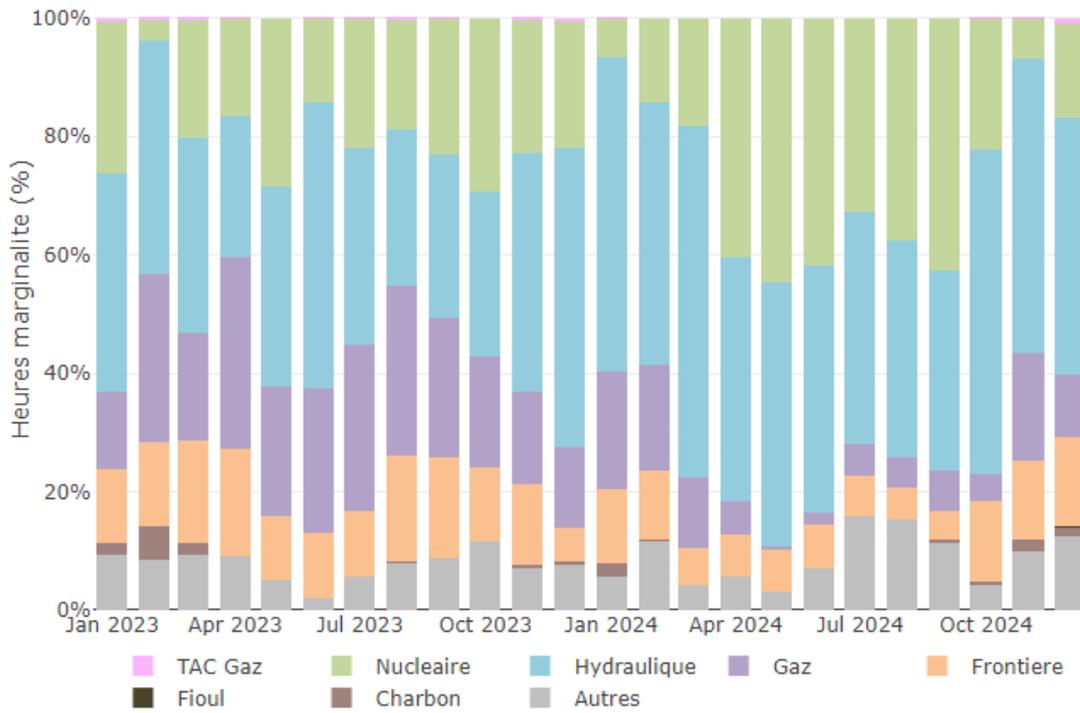


Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, Producteurs – Analyse : CRE

La Figure 41 présente la marginalité des filières par mois en 2023 et 2024. On observe la baisse substantielle de la marginalité du gaz entre mars et octobre 2024 par rapport à la période précédente, qui est remplacé par l'hydraulique et le nucléaire.

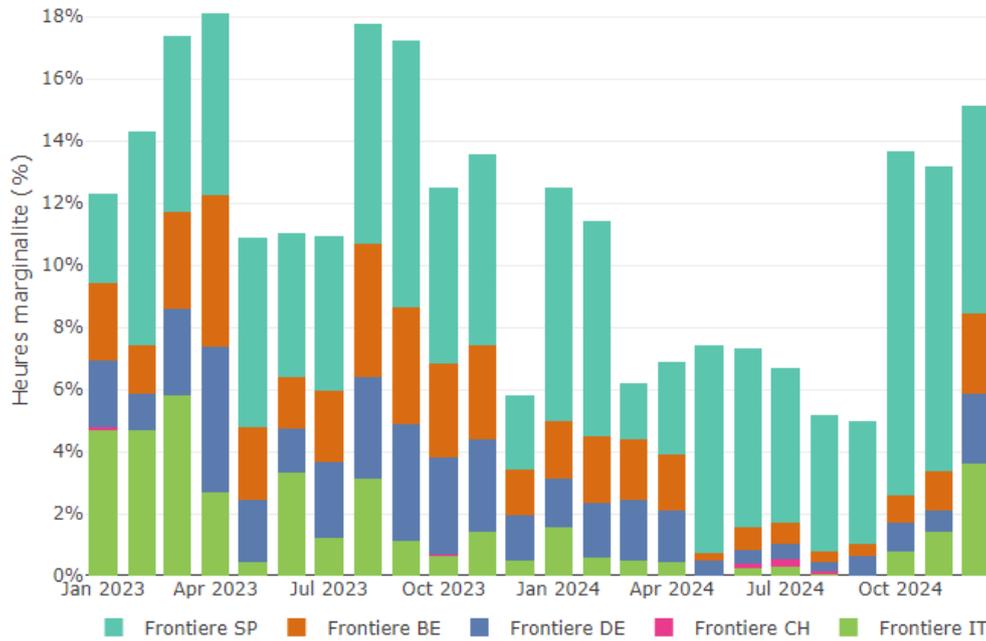
La Figure 42 présente le détail des frontières ayant contribué à la formation des prix en France. On constate que depuis début 2024 les frontières ont été beaucoup moins marginales, avec une baisse significative surtout de la marginalité des frontières allemande, belge et italienne, du fait de la saturation fréquente des interconnexions à l'export, ce qui entraine des divergences de prix. En revanche, la frontière espagnole reste plus souvent marginale, ce qui reflète les interconnexions moins souvent saturées.

Figure 41 : Marginalité des différentes filières de production en 2023 et 2024 par mois



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, Producteurs – Analyse : CRE

Figure 42 : Marginalité des différentes frontières en 2023 et 2024 par mois



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, Producteurs – Analyse : CRE

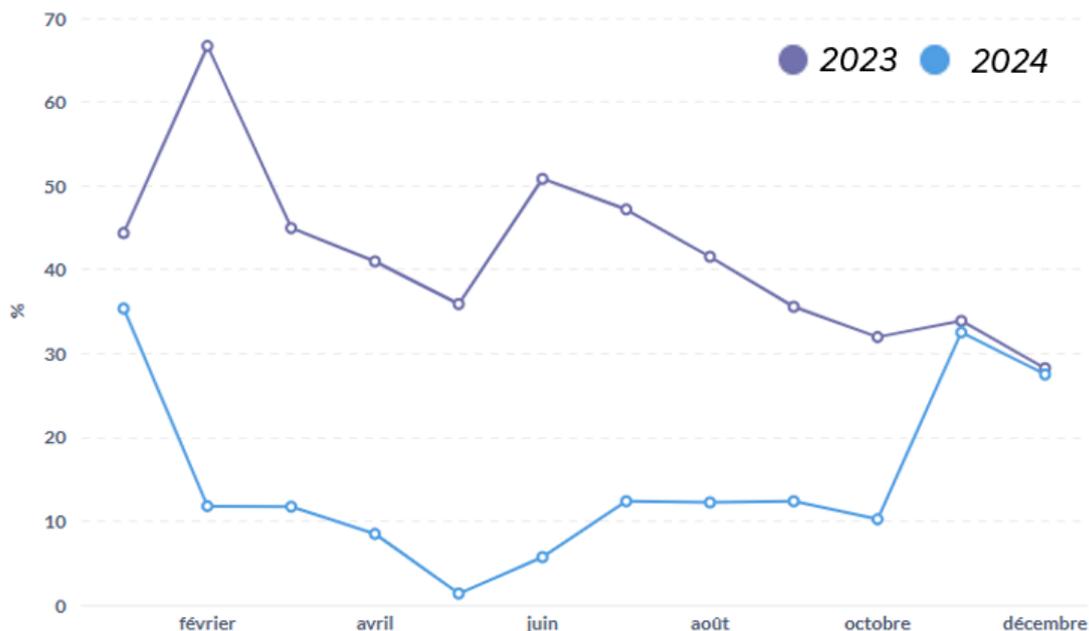
La Figure 43 montre la proportion des heures par mois, en 2023 et 2024, où le prix journalier français de l'électricité est supérieur au coût variable de la production à partir de gaz. L'estimation du coût variable de la production à partir de gaz s'appuie sur les prix journaliers du gaz au PEG, les prix du CO2 et sur un rendement théorique d'une centrale à cycle combiné de 55 %, et le taux d'émissions de CO2 correspondant⁴⁶.

Cette analyse présente une autre approche illustrative pour estimer l'influence du gaz dans la formation des prix de l'électricité, et permet de considérer également les heures sur lesquelles aucune centrale à gaz ne produit en France, mais le prix de l'électricité est tout de même influencé par celui du gaz, au travers des échanges aux frontières où des coûts d'opportunité d'autres filières eux-mêmes influencés par les prix du gaz.

Selon cette métrique, on constate également une forte baisse du nombre d'heures où le prix de l'électricité est influencé par les prix du gaz en 2024 par rapport à 2023, sauf en janvier, en novembre et en décembre.

⁴⁶ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr>

Figure 43 : Proportion des heures où le prix journalier français est supérieur au coût variable de la production à partir de gaz



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, EEX, Argus – Analyse : CRE

2.3. Ecart entre les prix *spot* et les coûts marginaux d'EDF

S'agissant de la formation du prix *spot*, la CRE analyse les écarts entre les prix sur le marché *spot* et les coûts marginaux déclarés par EDF issus des calculs de ses modèles d'optimisation journaliers.

Depuis 2017, l'indicateur présenté par la CRE est déterminé comme la moyenne arithmétique mensuelle des écarts entre le prix *spot* et le coût marginal⁴⁷ du parc d'EDF, divisée par le prix *spot* moyen.

$$Ecart\ moyen = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{hem} (prix_{spot,h} - cout_{marginal_{EDF,h}})}{\sum_{hem} (prix_{spot,h})}$$

En moyenne, l'écart prix – coûts en 2024 a été de 6,3%, le niveau le plus haut depuis 2009, sans être exceptionnel. Ce niveau, nettement supérieur à celui des années précédentes, est largement attribuable à la diminution des prix *spot*. L'écart en valeur absolue reste comparable à celui des dernières années.

Les écarts publiés dans les rapports de surveillance successifs⁴⁸ sont repris dans le tableau suivant.

⁴⁷ C'est-à-dire le coût pour EDF de produire 1 MWh supplémentaire à partir de son parc de production. EDF déclare cette grandeur pour chaque heure à la CRE.

⁴⁸ La méthode de calcul de l'écart moyen a évolué en 2017.

Tableau 13 : Evolution des écarts prix – coûts d'EDF

Année	Ecart prix-coûts
2008	6,0%
2009	6,5%
2010	3,2%
2011	5,0%
2012	2,2%
2013	4,5%
2014	5,5%
2015	5,3%
2016	2,9%
2017	1,5%
2018	3,5%
2019	1,5%
2020	1,5%
2021	2,6%
2022	1,2 %
2023	3,0%
2024	6,3%

Source : EDF, EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Cet indicateur se fonde sur des données déclaratives et ne préjuge pas du bon niveau des coûts marginaux d'EDF. Par ailleurs, l'écart moyen ne reflète pas les occurrences de déviations exceptionnelles, pour lesquelles la CRE est susceptible de mettre en œuvre des contrôles complémentaires. Enfin, l'indicateur considère l'ensemble des périodes de marchés, y compris celles où EDF pourrait ne pas être un acteur marginal sur le marché *spot*.

Sans préjuger de contrôles complémentaires, la CRE considère que l'écart moyen mesuré en 2024 ne traduit pas l'exercice d'un pouvoir manifeste de marché par EDF.

2.4. Niveau de convergence des prix *spot* français par rapport aux pays voisins

Le couplage des marchés journaliers européens permet d'optimiser l'utilisation des interconnexions, des moyens de production et de flexibilité à l'échelle européenne, au moyen d'une allocation de capacités d'interconnexion dite « implicite ». Cette allocation permet d'allouer simultanément l'énergie demandée ou offerte par les acteurs des marchés et la capacité aux interconnexions⁴⁹, égalisant les prix sur les différents marchés européens tant que les capacités d'interconnexion ne sont pas saturées.

Le couplage des marchés est essentiel pour les pays européens interconnectés, car il permet de tirer parti au maximum des complémentarités entre les structures nationales de production et de consommation, de favoriser l'intégration des énergies renouvelables et de renforcer la résilience des systèmes électriques nationaux. La France bénéficie largement de cette intégration européenne, lui permettant d'exporter son excédent de production d'électricité en Europe et d'assurer des importations cruciales pour sa sécurité d'approvisionnement.

⁴⁹ La capacité de transport nécessaire à l'échange d'énergie est allouée de façon « implicite » dans le système d'enchères. Depuis 2015, le couplage de la zone CWE est réalisé via une méthode d'optimisation multifrontière basée sur les flux « *flow-based* ». Des cas particuliers existent, où l'allocation de capacité peut être réalisée de façon « explicite », à la place ou en parallèle de l'allocation « implicite ».

En 2024, l'équilibre offre-demande a continué à s'améliorer en France, et a abouti à un niveau record d'exportations. La baisse des prix *spot* a été plus forte en France que dans les autres pays européens avec une baisse de 40 % en 2024, tandis que la baisse moyenne dans les pays frontaliers de la France a été de 23 %. Ainsi les prix *spot* français sont devenus inférieurs aux prix allemands et espagnols, respectivement de 21,8 €/MWh et 5,3 €/MWh. Alors qu'ils étaient au même niveau en 2023, les prix belges sont supérieurs de 12,5 €/MWh en 2024. En 2024, le prix moyen français est inférieur de 18,2 €/MWh au prix moyen suisse contre 10,6 €/MWh en 2023, et de 27,8 €/MWh au prix moyen britannique contre 11 €/MWh en 2023.

Au-delà des pays frontaliers, la France a présenté en 2024 des prix *spot* les plus bas en Europe mis à part la Norvège, la Suède et la Finlande, avec une décote d'au moins 20 €/MWh sur tous les autres pays exceptés l'Espagne, la Belgique et le Danemark. Ce niveau de prix est directement lié à la part d'électricité produite à partir de combustibles fossiles avec seulement 4 % en 2024 (seules la Norvège et la Suède font mieux avec 1 et 0 %).

Tableau 14 : Ecart des prix mensuels *spot* européens avec le prix *spot* français entre 2020 et 2024 (prix pays – prix français)

	Allemagne					Belgique					Suisse				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
Janvier	-3,0	-6,7	-43,7	-14,3	0,0	-0,1	-2,0	-20,0	-1,4	2,0	4,5	1,0	7,9	25,2	7,4
Février	-4,3	-0,3	-56,7	-20,5	3,0	2,1	-0,4	-22,9	-5,3	3,1	7,9	4,9	23,1	5,0	11,6
Mars	-1,3	-3,1	-43,2	-9,4	11,1	0,2	-3,6	-29,5	-2,4	7,6	2,3	6,0	10,8	12,6	19,0
Avril	3,6	-9,5	-67,4	-5,6	34,1	1,3	-6,1	-46,5	-0,8	19,8	3,8	0,5	-5,6	9,8	34,0
Mai	2,7	-1,9	-20,0	4,2	40,0	0,5	0,4	-20,8	2,6	27,3	2,0	2,5	-0,4	8,3	34,8
Juin	0,4	0,6	-30,4	3,5	51,7	-0,2	0,9	-29,3	1,9	25,6	-0,1	0,1	6,4	0,9	14,0
Juillet	-3,3	3,0	-85,9	0,0	20,7	-3,6	-1,0	-79,5	-2,3	7,5	-0,6	2,6	-17,8	4,8	-8,3
Août	-1,9	5,4	-27,3	3,4	27,5	-1,2	2,2	-44,4	1,1	11,0	-1,2	5,2	-4,8	3,6	4,0
Septembre	-3,5	-6,9	-48,6	12,0	26,5	-3,0	0,9	-48,2	5,6	14,8	-1,3	2,7	10,0	8,3	29,3
Octobre	-3,9	-32,8	-26,2	3,1	24,0	1,5	-7,2	-21,4	2,1	15,8	0,4	26,1	5,1	21,2	21,2
Novembre	-1,3	-40,9	-18,2	2,2	13,4	-0,2	-14,9	-11,5	2,5	8,4	1,3	9,8	27,2	14,2	24,3
Décembre	-4,9	-53,6	-19,3	0,0	10,1	-1,0	-29,2	-1,6	0,9	7,0	2,9	7,6	9,2	12,6	28,0
Prix moyen	30,5	96,8	235,4	95,2	79,6	31,9	104,1	244,5	97,3	70,2	34,0	115,0	281,6	107,5	76,0
	Grande-Bretagne					Espagne					Italie				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
Janvier	4,1	29,1	7,7	17,3	7,9	3,1	0,7	-9,7	-62,5	-2,5	7,9	2,0	15,5	44,8	22,7
Février	10,2	12,6	10,4	5,4	11,2	9,6	-20,5	14,7	-15,3	-18,4	12,5	8,5	27,6	13,4	29,5
Mars	11,7	15,9	6,0	18,8	18,1	3,9	-4,8	-11,8	-22,3	-33,3	7,6	9,9	16,3	29,0	35,8
Avril	14,2	11,9	-21,2	9,7	34,5	4,2	1,9	-41,6	-32,6	-14,6	11,0	6,0	16,8	29,2	59,0
Mai	10,2	30,3	-47,1	14,2	57,9	6,4	11,8	-10,3	-3,3	3,2	6,2	14,2	31,7	28,0	67,0
Juin	3,7	17,2	-59,5	6,9	50,5	4,8	9,8	-78,8	1,7	21,9	1,3	8,9	24,8	14,1	67,2
Juillet	-0,9	30,0	-112,9	3,0	35,7	1,2	14,0	-258,2	12,8	25,3	2,6	22,0	50,5	33,0	60,6
Août	3,5	48,0	-55,6	4,9	15,4	-0,6	28,6	-337,6	5,2	36,5	1,2	28,5	55,1	20,3	69,9
Septembre	0,9	84,2	-85,8	7,6	38,1	-5,2	20,8	-253,6	14,6	20,8	0,5	23,3	41,3	27,4	63,9
Octobre	9,8	41,5	-40,7	12,1	38,0	-1,3	27,4	-51,6	5,8	6,5	4,2	46,2	34,1	49,2	52,4
Novembre	9,0	4,7	-30,1	19,8	15,9	1,8	-23,6	-76,3	-25,5	3,9	7,4	9,3	35,7	33,1	30,1
Décembre	12,2	15,2	20,1	11,8	9,9	-6,5	-35,5	-173,9	3,7	13,1	5,3	12,2	33,0	47,3	37,2
Prix moyen	39,6	137,7	241,6	107,9	85,5	34,0	111,9	167,5	87,1	63,0	37,8	125,2	307,8	127,8	107,4

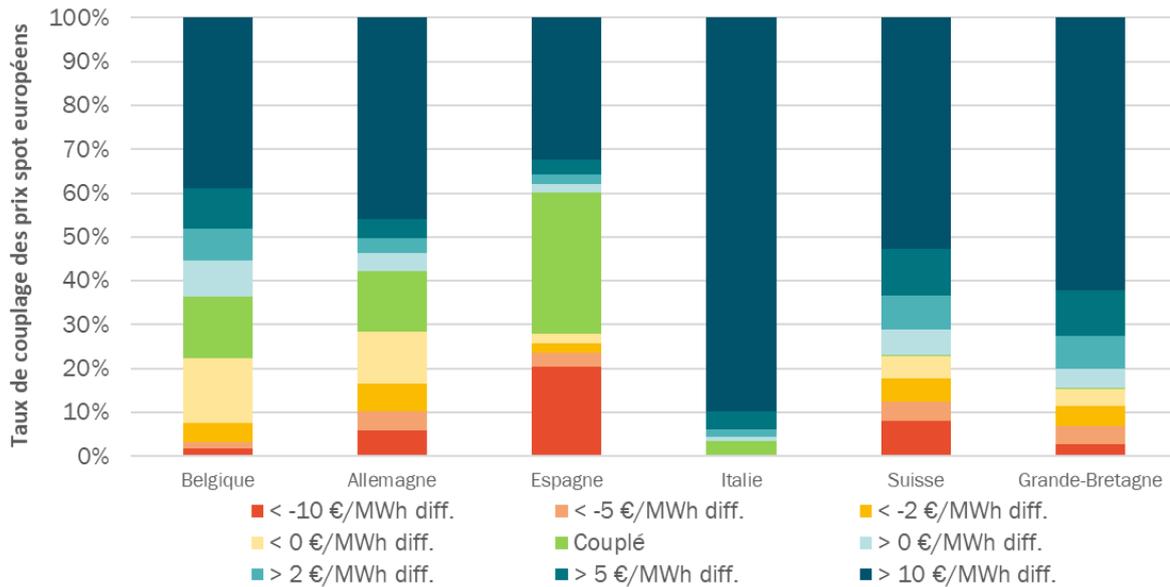
Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, ENTSOE – Analyse : CRE

Le Tableau 14 ci-après présente les écarts moyens mensuels des prix *spot* européens par rapport au prix *spot* français depuis 2020. Il montre que le prix français a connu une baisse significative par rapport à ses voisins européens à partir d'avril, et ce jusqu'à la fin de l'année, même si cet écart s'est légèrement réduit en novembre et décembre.

La Figure 44 illustre la répartition des écarts entre le prix *spot* français et celui des pays voisins. On observe ainsi qu'en 2024, le prix *spot* français a été strictement inférieur au prix belge 64 % du temps, 58 % pour l'Allemagne, 40 % pour l'Espagne et 97 % pour l'Italie (dont 90 % de temps où le prix français a été inférieur de plus de 10 €/MWh), 77 % pour la Suisse et 85 % pour la Grande-Bretagne. Le prix français a été égal au prix espagnol pendant environ 32 % du temps, 14 % pour la Belgique et l'Allemagne et 4 % pour l'Italie. Les prix français ne sont presque jamais égaux à ceux de la Suisse et la Grande-Bretagne, qui ne sont pas membres de l'Union européenne et donc pas inclus dans le couplage.

L'évolution du taux de convergence du prix français avec ses voisins européens est donnée par la Figure 45 à la maille trimestrielle. On observe la forte baisse de la convergence avec l'Italie depuis 2022. La convergence avec la Belgique et l'Allemagne est également en diminution par rapport à 2023 même si elle remonte pendant l'hiver où la thermosensibilité de la consommation française fait augmenter les prix. On remarque également que la convergence avec l'Espagne baisse au 3^e trimestre 2024 en raison d'une demande forte en Espagne pour les besoins de climatisation en été.

Figure 44 : Ecarts des prix spot européens avec le prix spot français en 2024 (prix pays – prix français)



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, ENTSOE – Analyse : CRE

Figure 45 : Taux de convergence trimestriel des prix spot français avec ses voisins européens



Sources : EPEX SPOT, Nord Pool, ENTSOE – Analyse : CRE

2.5. Baisse des prix à terme français et apparition d'un écart de prix important avec l'Allemagne à partir du deuxième trimestre 2024

Les prix de gros à terme, en particulier le produit annuel, jouent un rôle majeur dans l'économie du système électrique : ils déterminent dans une large proportion le prix payé par les consommateurs, notamment dans le cas de marchés de détail dominés par des prix fixes ou évoluant à échéances régulières comme en France, et constituent également une grande part du revenu des producteurs.

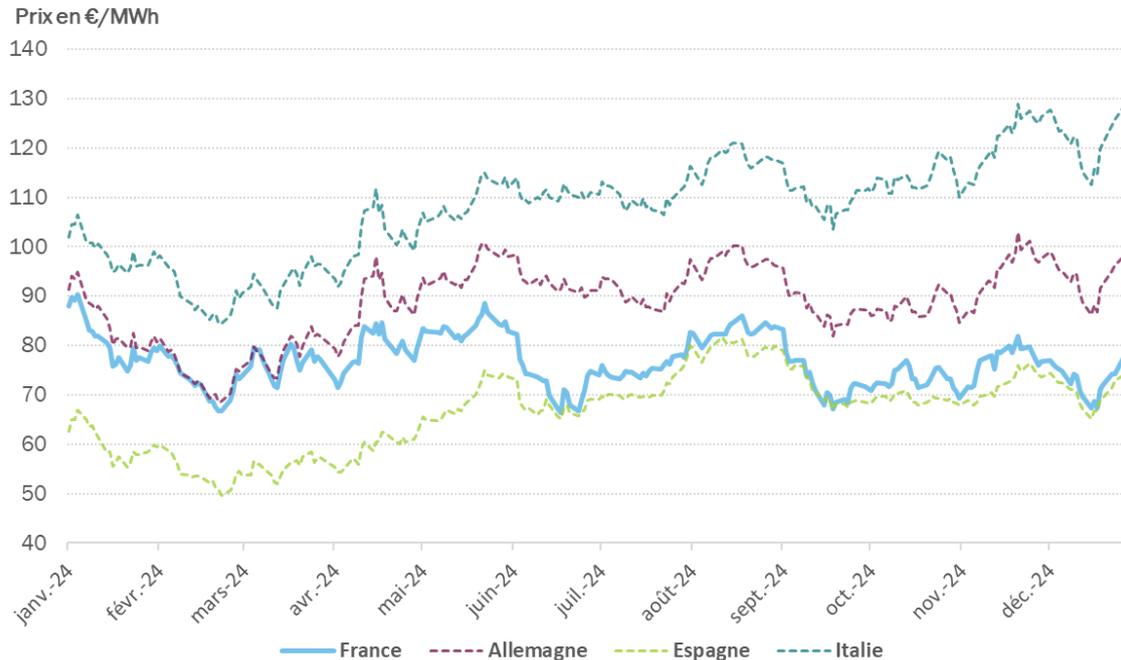
Les marchés à terme permettent d'échanger de l'électricité à l'avance sur des périodes de livraison données dans le futur. Ils regroupent des produits pour différents horizons de temps allant de quelques jours à plusieurs années en avance. Un acteur du marché ayant besoin d'une livraison physique à une échéance donnée peut adopter deux approches s'il désire se couvrir financièrement : un achat sur le marché *spot*, en couvrant le risque prix par un produit à terme à règlement financier, ou directement un achat d'un produit physique sur les marchés à terme.

Pour les produits à livraison financière, les prix de règlement sont évalués quotidiennement jusqu'au dernier jour de livraison du contrat et correspondent *in fine* à la moyenne des prix *spot* réalisés sur la période de livraison du contrat. Ces contrats sont largement utilisés par les acteurs du marché pour se couvrir contre les risques de variation des prix.

Par exemple, il s'agit pour un producteur, de sécuriser un volume et un prix avant la livraison, ou encore, pour un fournisseur, de déterminer un prix de fourniture aux consommateurs et sécuriser une marge de fourniture. A plus long terme, les prix à terme sont un signal à l'investissement et peuvent servir de référence dans la négociation de contrats long terme.

Au cours de l'année 2024, les prix à terme de l'électricité en France ont été en forte baisse par rapport à 2023. Le prix du produit calendaire français Y+1 base s'est ainsi établi en moyenne à 76,6 €/MWh, soit plus de deux fois inférieure à la moyenne de 2023 (162,6 €/MWh), mais encore élevé par rapport à l'historique (46 €/MWh en moyenne sur 2017-2019, cf. Tableau 15). Le prix du produit Y+1 est passé de 88,1 €/MWh le 2 janvier 2024 à 77,6 €/MWh à la fin de l'année, atteignant un minimum de 66,4 €/MWh le 18 juin 2024, son niveau le plus bas depuis le 7 juin 2021.

Figure 46 : Prix des produits calendaires Y+1 base en Europe



Source : Argus – Analyse : CRE

Au début de l'année 2024, l'écart de prix entre la France et l'Allemagne est très faible. Puis, à partir d'avril, le prix français se détache de son équivalent allemand et baisse fortement pour converger vers le niveau de prix espagnol. Le prix français se stabilise ensuite entre 70 et 80 €/MWh. Fin 2024, le produit calendaire Y+1 français est inférieur de 20,3 €/MWh au prix allemand et de 5,8 €/MWh au prix italien.

Baisse des prix à terme français au premier semestre 2024

Au début de l'année 2024, la dynamique des prix de l'électricité est portée par la baisse des prix du gaz et du CO2 et par une demande basse. L'hiver est doux et les efforts de sobriété perdurent. Le prix du contrat à terme pour livraison au premier trimestre 2025 en France baisse jusqu'à 81 €/MWh fin février avant d'avoir une réaction haussière à la suite de la découverte de corrosion sous contraintes sur le réacteur de Blayais 4 mais qui se résorbe. Mais les prix européens subissent une hausse progressive jusque fin mars atteignant 116 €/MWh en contrecoup des situations au Moyen-Orient et en Ukraine.

A partir d'avril 2024, l'écart de prix France-Allemagne sur le contrat annuel 2025 augmente progressivement, jusqu'à 25 €/MWh de moins pour le prix français, en raison du bon état de santé du parc nucléaire français, les acteurs du marché ont une meilleure confiance concernant le marché français. En juin le prix français accélère sa décorrélation du prix allemand et atteint les prix de son équivalent espagnol entre 70 et 75 €/MWh sous l'effet de la pénétration croissante des renouvelables dans les prix spot réalisés en France et de fortes précipitations qui remplissent les stocks hydrauliques.

On observe sur la Figure 49 que cet écart de prix France-Allemagne s'est élargi sur l'ensemble des contrats annuels et de manière plus marquée sur le contrat 2026. Ce phénomène peut s'expliquer par des facteurs fondamentaux liés à la production nucléaire et renouvelable, mais aussi par des pressions de couverture déséquilibrées à l'achat et à la vente sur le contrat annuel 2026 dues à la fin de l'ARENH.

Stabilisation des prix à terme au second semestre 2024

Au mois de juillet et d'août, les tensions sur les prix du gaz entraînent les prix européens d'électricité avec eux. La publication d'EDF début septembre réhaussant d'environ 20 TWh l'estimation de production nucléaire pour 2024 contribue ensuite à soulager les prix français. A ce moment le prix du premier trimestre 2025 est devenu inférieur et ce jusqu'à la livraison à son équivalent allemand.

En fin d'année, les perspectives d'un hiver froid et une production éolienne faible ont soutenu les prix, tandis que le prix du gaz augmente et reste volatil, alimenté par la fin du transit de gaz russe via l'Ukraine. Le prix du premier trimestre 2025 en France profite d'un répit mi-décembre pour atteindre son niveau le plus bas en 2024 avec 80,8 €/MWh dans un contexte de prévisions météorologiques plus clémentes et d'une annonce de production nucléaire plus élevée de 12 TWh.

Une volatilité qui reste stable en 2024

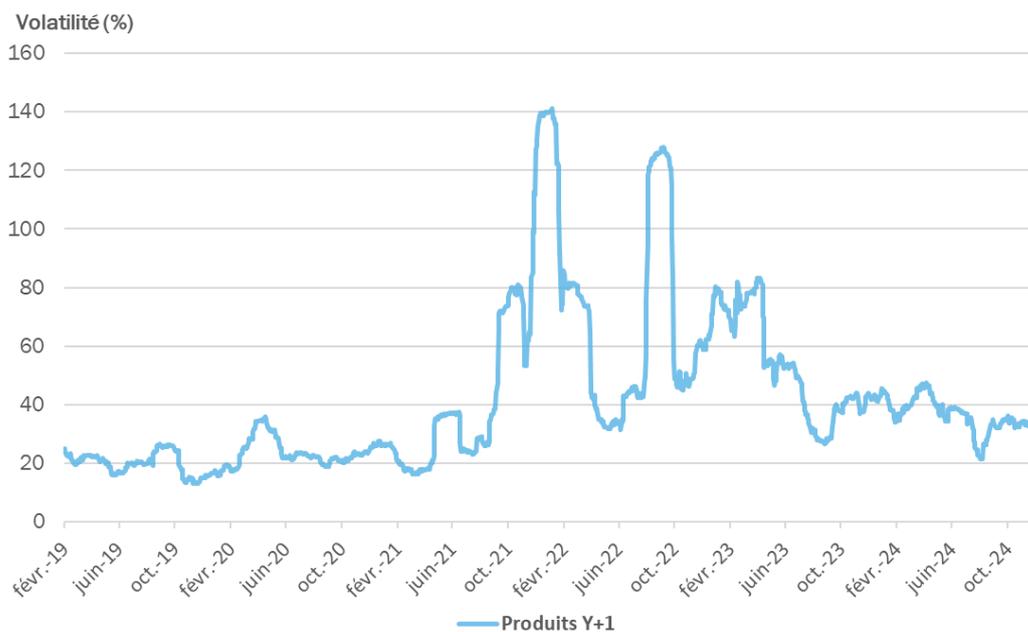
En 2024, la volatilité est en retrait par rapport à l'année précédente (37 % en moyenne contre 55% en 2023) mais elle reste supérieure à la volatilité des années 2018 et 2019 (20 % en moyenne).

La volatilité a d'abord oscillé entre 35 et 45 % au cours du premier semestre 2024, avec une variation du prix Y+1 d'un jour à l'autre de l'ordre de 1,6 €/MWh. Les fortes variations ont été limitées et sont principalement dues à des ajustements en fonction des prévisions météo et des événements sur l'approvisionnement de gaz. Le mois d'août 2024 a vu une baisse de la volatilité jusqu'à 22 %. En septembre la baisse des prix provoquée par l'annonce d'EDF sur la production nucléaire a fait remonter la volatilité à 35 % sans qu'elle évolue davantage jusqu'à la fin de l'année.

Le prix à terme français inférieur au prix allemand pour la première fois depuis 2013

Le Tableau 15 montre que 2024 est la première année depuis 2013 au cours de laquelle le prix calendaire Y+1 moyen est inférieur au prix allemand. Cette tendance s'est confirmée et même amplifiée au premier semestre 2025.

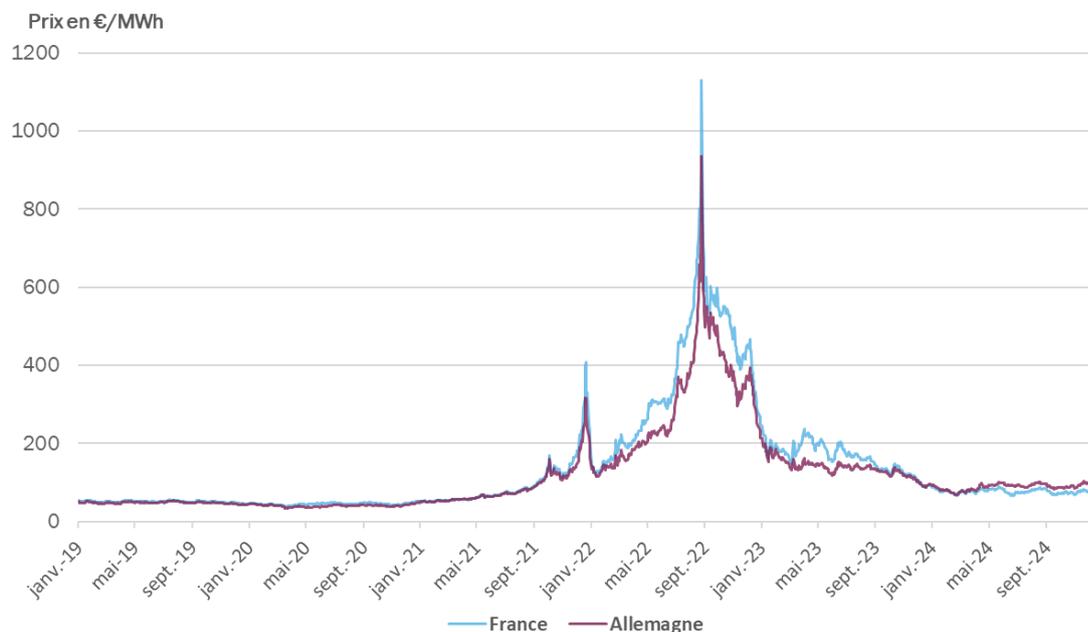
Figure 47 : Volatilité⁵⁰ du produit calendaire Y+1 base en France



Source : Argus – Analyse : CRE

⁵⁰ Soit, $x_n = \ln(\text{Prix}_n) - \ln(\text{Prix}_{n-1})$; Volatilité = $100 * \sqrt{252 * \text{var}(\{x_1, x_2 \dots x_{40}\})}$;

Figure 48 : Historique des produits calendaires français et allemand base en Y+1 (moyenne mensuelle)



Source : Argus – Analyse : CRE

Tableau 15 : Evolution du prix moyen annuel du contrat calendaire Y+1 base français et allemand depuis 2013

Année	France	Allemagne	Ecart FR-All	Ecart Relatif
2013	43,3	39,1	4,2	10%
2014	42,4	35,1	7,3	17%
2015	38,2	30,9	7,2	19%
2016	33,3	26,6	6,8	20%
2017	38,3	32,4	5,9	15%
2018	49,0	43,9	5,1	10%
2019	50,9	47,7	3,0	6%
2020	44,9	40,2	4,6	10%
2021	96,4	88,8	6,6	7%
2022	367,7	298,4	69,2	19%
2023	162,7	136,8	25,1	15%
2024	76,7	88,7	-12,0	-16%

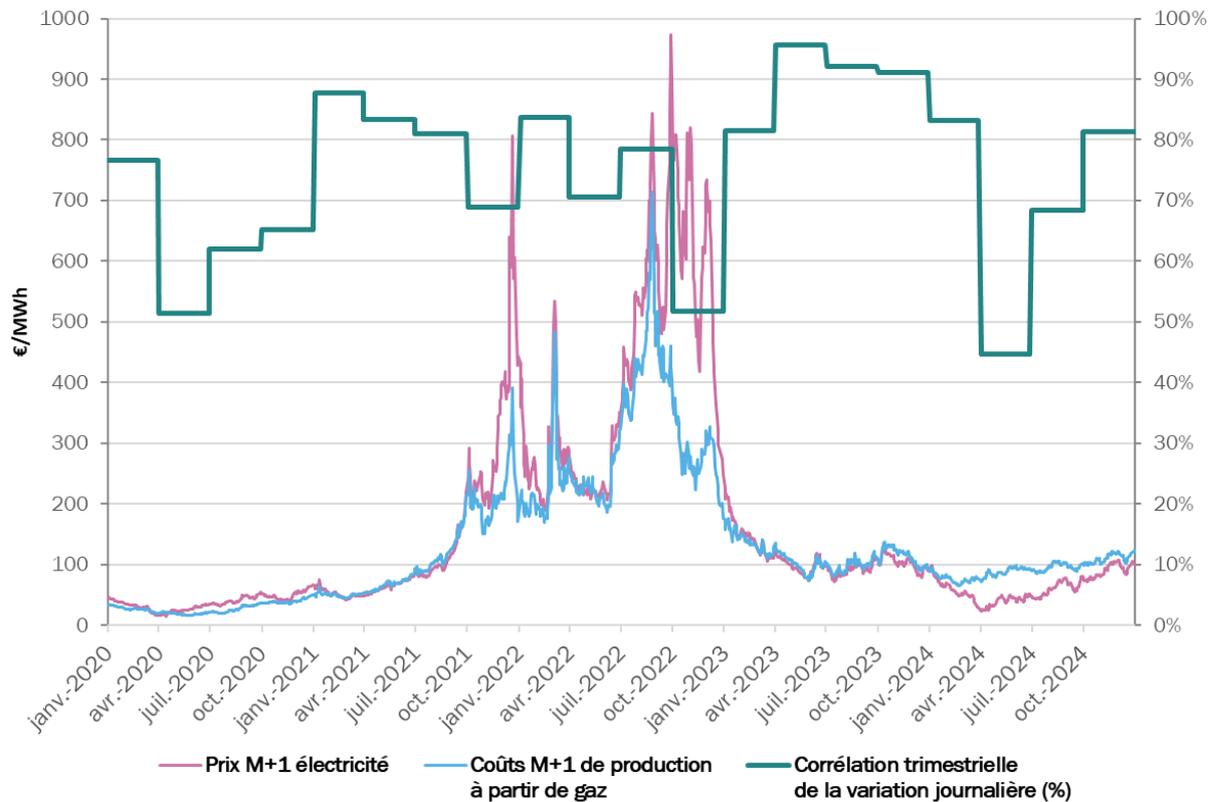
Source : Argus – Analyse : CRE

Figure 49 : Evolution des écarts de prix France-Allemagne des produits base Y+1 à Y+4 depuis le 1^{er} janvier 2023



Source : EEX – Analyse : CRE

Figure 50 : Corrélation trimestrielle entre les variations journalières du prix M+1 français et les coûts de production d'électricité à partir de gaz en France



Source : Argus – Analyse : CRE

Afin d'estimer l'influence des prix du gaz et du CO2 sur les prix des marchés à terme français, la Figure 50 présente une comparaison entre les prix mensuels français et les coûts de production d'électricité à partir de gaz, c'est-à-dire le prix du gaz multiplié par l'efficacité standard d'une centrale thermique gaz (ici 50%) en ajoutant le prix de la tonne de CO2 fois l'émission standard d'une centrale thermique gaz (ici 0,35 tCO2/MWh). La corrélation des variations de ces prix d'un jour sur l'autre permet d'estimer dans quelle mesure une variation des coûts de production à partir de gaz peut influencer sur le prix de l'électricité. Un coefficient à 100 % indique que les prix de l'électricité varient exactement comme les coûts de la production à partir de gaz, quand un coefficient à 0 % indique que les prix de l'électricité varient indépendamment de ces coûts.

Entre 2020 et 2023, cette corrélation s'est généralement trouvée entre 70 % et 90 % mis à part des événements exceptionnels comme la pandémie de COVID-19 (de mars à fin 2020) avec une demande très faible, et la période d'incertitude offre-demande (dernier trimestre 2022) où les prix comportaient des primes de risque et étaient décorrélés des fondamentaux. En 2024, la corrélation a fortement baissé au 2^e et 3^e trimestre, respectivement à 44 % et 68 % du fait de la prépondérance des renouvelables et du nucléaire. Les prix en hiver semblent encore dépendants du gaz avec 80 % de corrélation au dernier trimestre 2024.

La corrélation annuelle s'est finalement élevée à 75 % en 2024 contre 94 % en 2023. Par comparaison, en Allemagne, en appliquant la même méthodologie, la corrélation annuelle était de 96 % en 2024 et 93 % en 2023.

2.6. Evolution des prix des quotas d'émissions de CO2

Le système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO2 (ETS) a été mis en place par l'Union européenne en 2005 pour réduire les émissions de gaz à effet de serre de son industrie et de ses producteurs d'électricité. Le volume annuel de quotas est défini par la directive européenne 2003/87 selon les émissions des entreprises du périmètre et les objectifs de réduction de ces émissions. Ce volume est mis à disposition gratuitement ou vendu aux enchères. Les quotas sont ensuite échangés librement par les acteurs sur les marchés afin d'ajuster la couverture de leurs émissions de CO2 dans leur périmètre.

Le prix du CO2 est fortement influencé par l'arbitrage entre l'utilisation du charbon ou du gaz pour la production d'électricité. Si les prix du gaz baissent relativement au charbon, la production d'électricité à partir du gaz peut devenir plus compétitive que la production à partir du charbon, ce qui réduit la demande de quotas de CO2 de la part des producteurs d'électricité thermique fossile et exerce donc une pression à la baisse sur le prix du CO2.

En 2024, les prix des quotas CO2 ont connu une baisse importante, atteignant en moyenne 66,5 €/t pour le contrat référence *décembre 2024* contre 85,3 €/tCO₂ en 2023, soit une baisse de 22 %. Les prix ont évolué dans une fourchette comprise entre 77,5 €/tCO₂ (le 03/01/2024) et 52,4 €/tCO₂ (le 23/02/2024).

Des changements dans le périmètre du système EU ETS ont pris effet en 2024. Le secteur du transport maritime doit à présent fournir des quotas carbone pour toutes ses émissions dans le transport intra-européen et la moitié des émissions pour le transport extra-européen. Dans le secteur de l'aviation, le périmètre a été étendu aux vols en provenance ou à destination de régions ultrapériphériques de l'UE. Ces évolutions gonflent la demande alors que l'allocation de quotas gratuits diminue également. En parallèle la baisse générale des émissions de CO₂ en Europe et la faible croissance économique notamment dans le secteur industriel tendent à diminuer cette demande.

Au début de l'année 2024, le prix des quotas CO₂ a atteint 52,4 €/tCO₂ son minimum depuis juillet 2021. Cette baisse s'explique principalement par la baisse du prix du gaz pénalisant la production à partir de charbon. Un rebond a eu lieu en mars suivant la tendance des prix du gaz et dans un contexte de demande soutenue. Le prix est alors monté jusqu'à 76,5 €/tCO₂ le 22 mai.

A partir de juin, le marché du carbone a connu une baisse, qui peut s'expliquer par un volume de quotas mis en enchère en août plus important que les années précédentes en vue de la date butoir pour la restitution des quotas fixée en 2024 au 30 septembre au lieu du 30 avril.

Le prix du CO₂ s'est ensuite stabilisé durant la fin de l'année entre 60 €/tCO₂ et 70 €/tCO₂ suivant les évolutions des prix du gaz. Un sentiment haussier s'est emparé du marché à la mi-décembre et le quota a fini l'année à 72,9 €/tCO₂.

Figure 51 : Evolution du prix du quota de CO₂



Source : Argus

3. Hausse des volumes échangés sur le marché à terme français avec la fin de l'ARENH

Les échanges sur les marchés de gros s'effectuent en gré à gré ou sur une bourse. La grande majorité des échanges de gré à gré sont intermédiés par des courtiers. Les produits échangés peuvent être à livraison physique ou règlement financier. Sur le marché français, les produits à règlement financier peuvent être échangés directement sur les bourses (principalement EEX) mais aussi intermédiés par les courtiers puis enregistrés auprès d'une bourse pour règlement au travers de la chambre de compensation (transactions principalement enregistrées sur EEX). Les produits à livraison physique sont essentiellement intermédiés par les courtiers, mais peuvent être aussi échangés en bilatéral.

Les enchères organisées par EDF Obligation d'Achat (« EDF OA ») pour le compte de l'Etat, sur une plateforme dédiée à la vente à terme des volumes « quasi-certains » d'énergie acquise au titre des contrats d'obligation d'achat garantis par l'Etat, représentent également des volumes d'énergie importants.

Sur les marchés à terme (gré à gré, bourse EEX), les produits principalement échangés en France vont d'un horizon 3 ans (produit *calendar Y+3*) jusqu'à une journée avant la livraison. L'essentiel des échanges au pas journalier (*day-ahead*) et intrajournalier (*intraday*) est effectué sur les bourses EPEX SPOT et Nord Pool, opérateurs désignés en France du couplage européen des marchés journalier et intrajournalier. Les échanges sur les produits *day-ahead* sont réalisés via des enchères journalières (couplage journalier ou *single day-ahead coupling – SDAC*) ; les échanges sur les produits intrajournaliers sont effectués sur un marché continu (couplage intrajournalier ou *Single Intraday Coupling – SIDC –* et marché national).

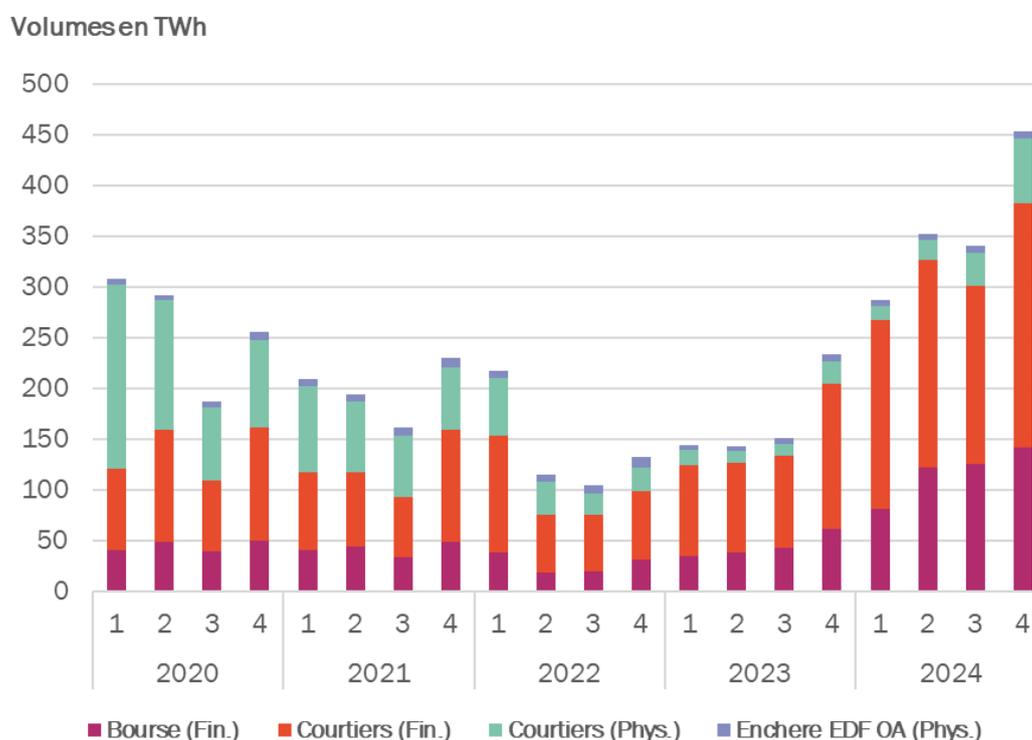
Sur les marchés à terme, les volumes échangés sur le marché à terme français de l'électricité sont en forte hausse de 118 % en 2024 (1434 TWh) par rapport à l'année 2023 (673 TWh), ce qui représente un record absolu pour le marché français.

Les volumes sont en augmentation sur tous les types de contrats à livraison physique ou financière. Les hausses sont de :

- + 164 % des volumes échangés sur la bourse EEX (471 TWh en 2024 contre 179 TWh en 2023),
- + 96 % en gré à gré pour les produits financiers (807 TWh en 2024 contre 411 TWh en 2023),
- + 120 % en gré à gré pour les produits physiques (131 TWh en 2024 contre 59 TWh en 2023).

Il convient de noter que les volumes vendus sur les enchères organisées par EDF OA pour le compte de l'Etat pour l'énergie sous obligation d'achat ne sont pas directement comparables aux autres. En effet, elles ne donnent pas lieu à des échanges « aller-retour » mais seulement à des ventes d'EDF OA.

Figure 52 : Volumes échangés sur la bourse EEX ou via des courtiers sur les marchés à terme, volumes vendus sur les enchères organisées par EDF pour l'énergie sous obligation d'achat, par trimestre



Sources : EEX, données REMIT, EDF OA – Analyse : CRE

La Figure 53 présente l'ensemble des volumes échangés sur les marchés de gros par maturité, sur les marchés à terme mais aussi les marchés journalier et intrajournalier. Entre 2023 et 2024, les volumes ont connu une croissance significative, sur toutes les maturités à partir de l'année 2026, en particulier pour les produits annuels, trimestriels et mensuels :

- produits annuels : hausse de 180 %, de 206 TWh échangés en 2023 à 578 TWh en 2024 (dont 276 TWh échangés sur le produit annuel 2025 et 302 TWh sur les produits annuels à partir de 2026, post ARENH),
- produits trimestriels : hausse de 94 %, de 234 TWh échangés en 2023 à 453 TWh en 2024,
- produits mensuels : hausse de 94 %, de 195 TWh en 2023 à 377 TWh en 2024,
- produits hebdomadaires : hausse de 73 %, de 50 TWh en 2023 à 87 TWh en 2024,
- produits à terme journaliers⁵¹ : hausse de 8 %, de 23 TWh en 2023 à 25 TWh en 2024,
- marché journalier couplé (*day-ahead*) : hausse de 29 %, de 122 TWh en 2023 à 156 TWh en 2024,
- marché intrajournalier : hausse de 22 %, de 20 TWh en 2023 à 25 TWh en 2024 (dont 3 TWh négociés en enchères).

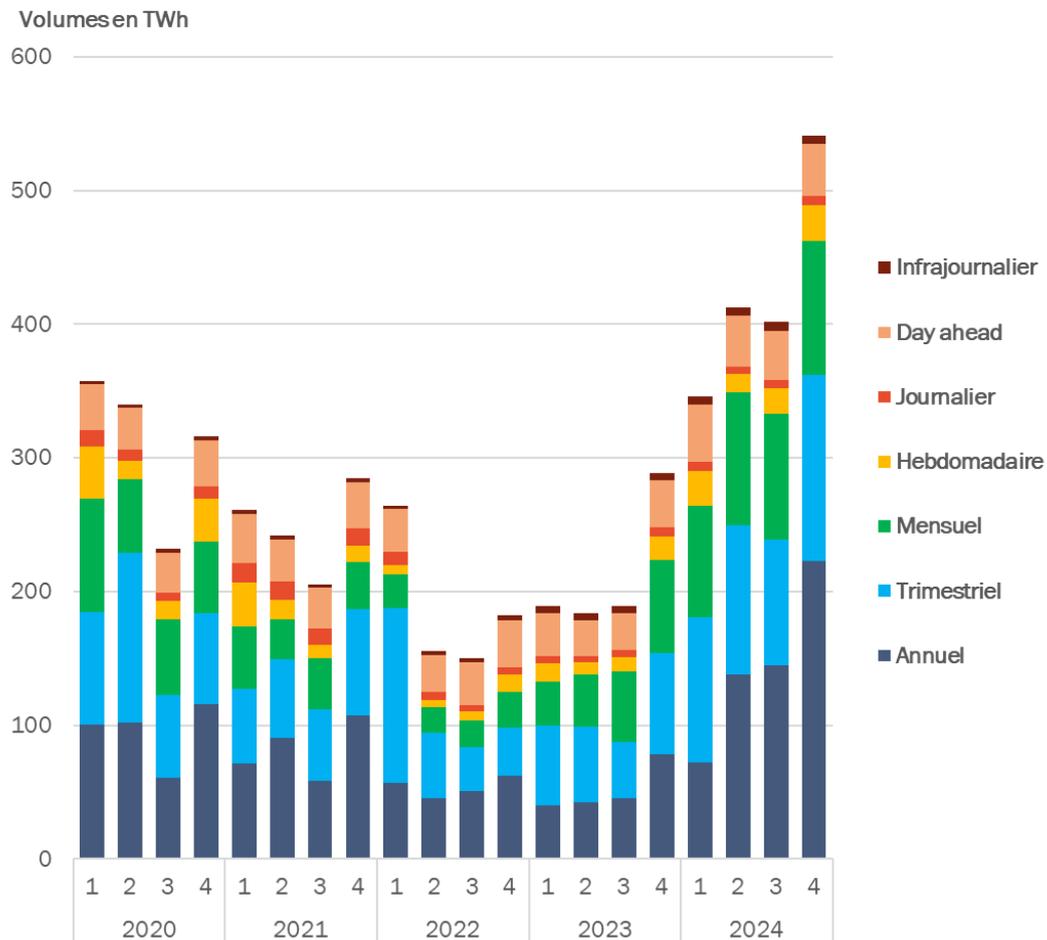
⁵¹ Les produits à terme journaliers sont des produits à terme de la durée d'un jour qui peuvent être livrés même plusieurs mois après la transaction, tandis que les produits journaliers couplé (*day-ahead*) sont des produits *spot* des durées horaires qui sont négociés chaque jour pour le lendemain.

D'une part, cette augmentation des volumes échangés trouve son explication dans la sortie de crise et l'amélioration du contexte général en Europe : le marché européen a retrouvé une certaine stabilité et a regagné la confiance des acteurs, favorisant les échanges. Par ailleurs de nouveaux acteurs apparaissent sur le marché à terme, utilisant de plus en plus d'algorithmes de trading pour améliorer l'efficacité des transactions et saisir les opportunités de marché ce qui participe à augmenter les volumes échangés sur les produits trimestriels et mensuels notamment et à améliorer leur liquidité.

D'autre part, la hausse des volumes échangés en France peut aussi s'expliquer par la fin de l'ARENH. L'ARENH impose à EDF de vendre environ 130 TWh de sa production nucléaire à un prix régulé. Ces volumes sont attribués sans passer par les marchés de gros. A partir de l'année de livraison 2026, ce mécanisme prendra fin, amenant les fournisseurs et les consommateurs à s'approvisionner entièrement sur le marché à cette échéance, et EDF à y vendre toute sa production excédant la consommation de ses propres clients. Cette échéance est, en 2024, suffisamment proche pour que les marchés à terme français enregistrent une forte augmentation des volumes échangés pour des contrats à livraison en 2026 et au-delà, principalement des produits annuels et trimestriels.

Le marché s'était fortement tourné vers les produits à règlement financier avec compensation centralisée les années précédentes afin de réduire les risques de contreparties alors que les prix atteignaient des sommets, au détriment des échanges de produits à livraison physique. En 2024, les acteurs de marché semblent revenir progressivement sur des produits à livraison physique maintenant que les prix ont baissé, même si les volumes sont inférieurs à ceux échangés en 2021 (278 TWh de produits physiques échangés en 2021 soit 2 fois plus qu'en 2024).

Figure 53 : Volumes échangés sur les marchés de gros par maturité (physique et financier confondu), par trimestre



Sources : données REMIT, EEX, Nord Pool, EPEX SPOT, EDF OA – Analyse : CRE

Les produits à terme représentent la part la plus importante des produits échangés sur les marchés de gros de l'électricité car les acteurs du marché cherchent à couvrir leur exposition à moyen ou long terme et sont amenés à ajuster cette couverture au cours du temps. Les marchés de plus court terme, les marchés couplés journalier et intra-journalier, sont indispensables notamment à l'optimisation du parc de production et de l'utilisation des interconnexions, même s'ils représentent des volumes échangés moindres. Le marché journalier présente tout de même des volumes très significatifs, notamment car il peut être utilisé pour acheter ou vendre de l'électricité dont le prix est déjà couvert par un achat ou une vente de contrat à terme à livraison financière.

Les Figure 54 et Figure 55 illustrent l'évolution des positions ouvertes des acteurs par catégorie, pour les produits annuels base pour livraison en France en 2025 et 2026 (produits physiques et financiers confondus). Il s'agit de l'évolution des positions ouvertes sur les années précédant la livraison.

Les catégories d'acteurs ont été construites de la façon suivante :

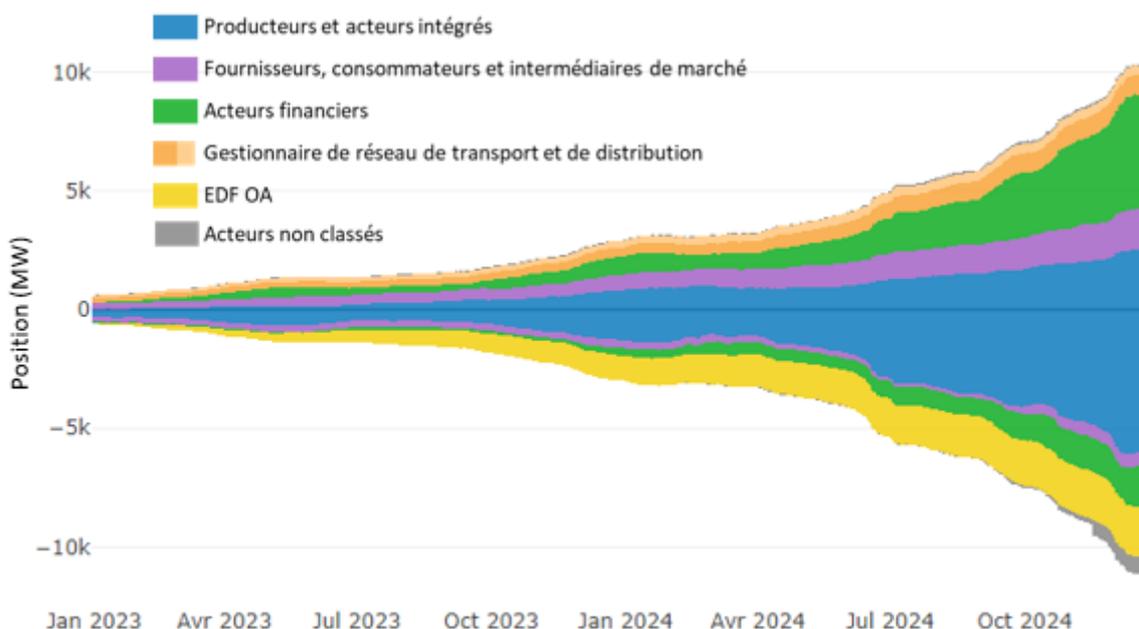
- les acteurs intégrés et producteurs : acteurs intégrés verticalement ayant une activité de production et de fourniture en France ou acteurs ayant uniquement une activité de production en France ;

- les acteurs fournisseurs, consommateurs et intermédiaires : acteurs ayant uniquement une activité de fourniture aussi appelés « fournisseurs alternatifs », grands consommateurs s’approvisionnant directement sur les marchés de gros et acteurs ayant une activité d’intermédiaires dans le négoce de produits énergétiques de gros entre des producteurs et des fournisseurs ou un rôle d’acheteur pour de grands consommateurs (y compris les activités dites de précourtage et d’agrégation) ;
- les acteurs financiers : acteurs qui n’ont pas de points de consommation ou de centrales de production en France mais peuvent être actifs sur les marchés de gros français à différentes échéances et sur les échanges d’électricité aux frontières ;
- les gestionnaires de réseaux : gestionnaires de réseaux de transport ou de distribution qui s’approvisionnent sur les marchés à terme pour l’achat des pertes sur les réseaux ;
- EDF OA : acteur régulé vendant pour le compte de l’Etat les volumes de production issus des contrats sous obligation d’achat, selon les modalités établies par la CRE⁵².

Sur le produit annuel base 2025, une première accélération des prises de positions a eu lieu en janvier 2024 puis une seconde plus importante à partir de juillet 2024 jusqu’au début de la livraison. Les acteurs physiques représentent une large majorité des positions ouvertes et les acteurs financiers ont néanmoins pris des positions acheteuses importantes à partir d’octobre 2024.

Sur le produit annuel base 2026, le total des positions ouvertes des acteurs est de 12,5 GW au 1^{er} janvier 2025, déjà supérieur au total de 11,3 GW pour le produit 2025 à la même date, en raison de la fin de l’ARENH. Les positions vendeuses sont presque uniquement prises par des acteurs physiques tandis que les acteurs financiers ont pris une grande partie des positions acheteuses.

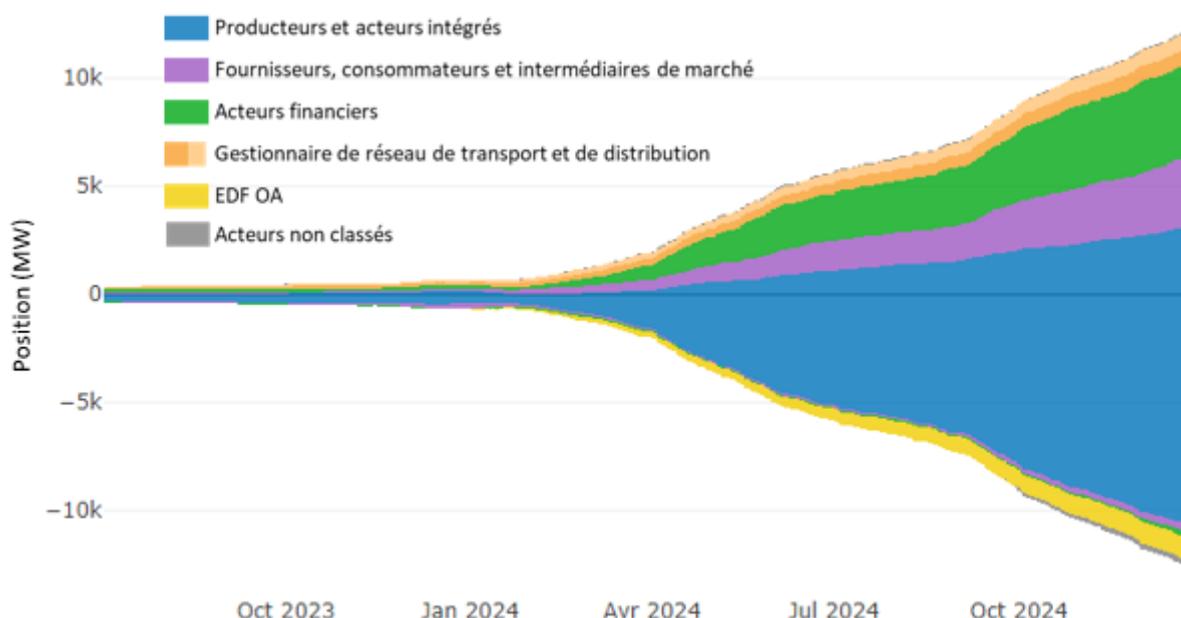
Figure 54 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit français annuel base 2025 (produits à livraison physiques et financiers confondus), depuis le 1^{er} janvier 2023



Sources : données REMIT, EDF OA – Analyse : CRE

⁵² Délibération N°2019-259 de la CRE du 28 novembre 2019 portant décision sur la méthodologie de calcul du coût évité par l’électricité produite sous obligation d’achat

Figure 55 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit français annuel base 2026 (produits à livraison physiques et financiers confondus), depuis le 1^{er} janvier 2023



Sources : données REMIT, EDF OA – Analyse : CRE

Les échéances Y+3 et Y+4 se développent fortement tandis que Y+5 reste très faible

La crise des prix de l'énergie de 2022-2023 a mis en évidence le besoin pour les consommateurs d'électricité qui le souhaitent de prix stables et prévisibles à moyen et long terme (trois à cinq ans) pour se prémunir de la volatilité liée aux effets conjoncturels de court terme.

Cependant, la liquidité pour les échéances supérieures à deux ans était faible (Y+3), voire inexistante en France (Y+4 et Y+5) comme le montre la Figure 56.

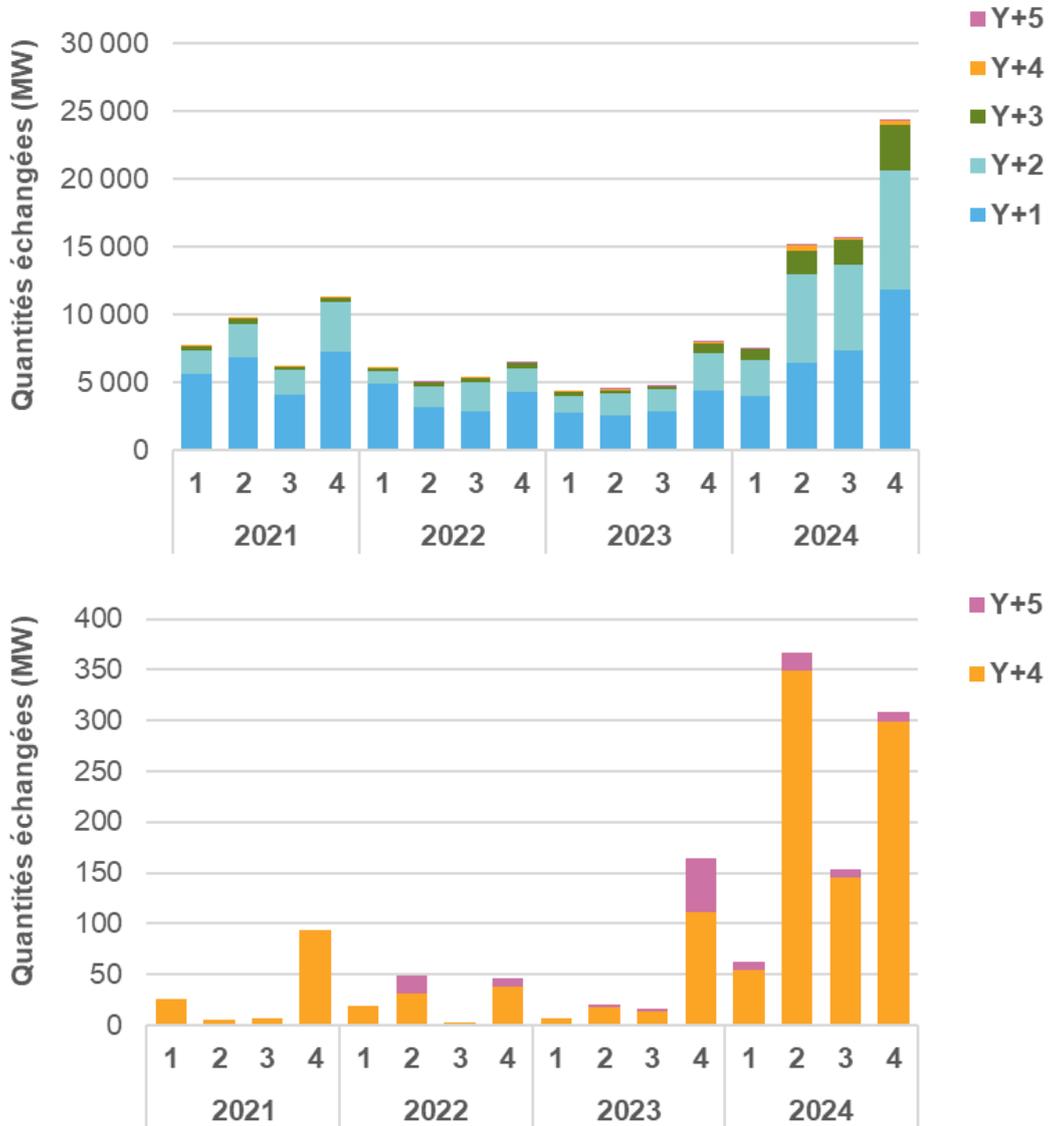
Dans ce contexte, EDF a lancé depuis le 27 septembre 2023 des appels d'offres journaliers⁵³ portant sur la vente de produits physiques pour livraison en base sur les années Y+4 et Y+5 pour un volume plafonné à 5 MW/j pour chacun des deux produits. Ces enchères auront lieu *a minima* jusqu'à fin 2025.

Bien qu'en comparaison aux échéances Y+1 et Y+2 les volumes échangés soient inférieurs, les échéances Y+3 et Y+4 ont vu un développement important de l'activité par rapport aux années précédentes avec 5 fois plus de volumes échangés. En revanche les volumes échangés pour Y+5 restent très faibles.

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE porte une attention particulière aux échanges réalisés sur ces échéances ainsi qu'au fonctionnement des enchères d'EDF.

⁵³ <https://www.edf.fr/groupe-edf/edf-en-bref/optimisation-et-trading/appels-doffres-sur-des-rubans-annuels-deelectricite-a-horizon-y4y5> & <https://opendata.edf.fr/explore/dataset/prix-de-vente-suite-aux-encheres-rubans-d-edf-sa/table/?sort=-tri>

Figure 56 : Somme trimestrielle des quantités échangées sur les contrats annuels Y+1 à Y+5 base français (en MW)



Source : données REMIT, EEX, EDF OA – Analyse : CRE

L'année 2024 a été marquée par un développement significatif de l'activité sur le marché français, témoignant de la confiance retrouvée des acteurs après la crise de 2022. Cette dynamique est observable tant sur les contrats à court terme (échéances trimestrielles et mensuelles) que sur les contrats à long terme (échéances Y+3 et Y+4). Elle contribue à améliorer la liquidité du marché français garantissant que les prix reflètent un équilibre entre l'offre et la demande, réduisant la volatilité et facilitant l'entrée de nouveaux acteurs. Les perspectives de la fin de l'ARENH s'annoncent positives, l'augmentation des volumes échangés manifeste d'une couverture accrue des producteurs comme des fournisseurs et à des prix conformes aux fondamentaux du marché.

4. Les marchés de l'équilibrage : services système, ajustement et réserves

Les produits échangés sur les marchés de l'équilibrage sont considérés au titre du règlement REMIT comme des produits énergétiques de gros. A ce titre, la CRE est compétente pour surveiller ces marchés. Par ailleurs, en application du règlement européen sur l'équilibrage⁵⁴ (règlement « *Electricity Balancing* », ci-après « règlement EB »), et de l'article L. 321-11 du code de l'énergie, la CRE approuve les règles de fonctionnement de ces marchés proposées par RTE.

4.1. Rappel des principes généraux de fonctionnement des marchés de l'équilibrage et des évolutions à venir

Afin de pouvoir équilibrer à chaque instant la consommation et la production, RTE, en tant que responsable de la stabilité du réseau électrique, sollicite auprès des acteurs de marché des services permettant de moduler la production ou la consommation électrique. Pour assurer cet équilibre, différents types de réserves peuvent être mobilisés : d'une part, les services système fréquence composés des réserves primaire et secondaire, activables automatiquement, et, d'autre part, la réserve tertiaire, activable manuellement. Par ailleurs, les responsables d'équilibre sont incités financièrement à équilibrer en amont du temps réel leurs injections et imports d'une part, et leurs soutirages et exports d'autre part, afin de limiter les déséquilibres à résorber par RTE durant sa fenêtre opérationnelle.

L'activation et la contractualisation des réserves d'équilibrage évoluent vers une généralisation des mécanismes de marché, notamment dans le contexte de l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage. La CRE est fortement impliquée dans ces évolutions visant à améliorer l'efficacité du système électrique au bénéfice des consommateurs, et veille au bon fonctionnement de ces marchés.

4.1.1. La réserve primaire

La réserve primaire vise à contenir les écarts de fréquence sur le réseau interconnecté d'Europe continentale, en modulant l'injection ou le soutirage des moyens y participant, en réaction à des écarts de fréquence en temps réel. La réserve primaire est contractualisée par RTE auprès de fournisseurs de services d'équilibrage français et étrangers, au travers de la coopération « FCR » (pour « *Frequency Containment Reserve* »), que RTE a rejointe début 2017. Cette coopération donne lieu à des appels d'offres quotidiens menés conjointement par les GRT de 9 pays (Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, France, Pays-Bas, Slovaquie, Suisse et République Tchèque).

Seule la capacité de réserve primaire fait l'objet d'un mécanisme de marché. Du fait du mode d'activation de cette réserve (automatique et décentralisée, en fonction des écarts de fréquence), il n'y a pas de mise en concurrence des activations en énergie qui sont rémunérées au prix spot. Par ailleurs, les échanges entre pays résultant de l'activation de la réserve primaire ne sont pas contraints par les capacités d'échange aux frontières, étant prévus dans les marges de sécurité aux interconnexions.

4.1.2. La réserve secondaire

La réserve secondaire est contractualisée par RTE en amont du temps réel puis activée automatiquement par RTE par le biais d'un signal envoyé aux moyens qui participent à cette réserve. Elle a pour objectif de résorber les écarts entre les échanges commerciaux prévus aux interconnexions et les échanges réalisés.

⁵⁴ [Règlement \(UE\) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique](#)

Historiquement, l'activation en temps réel de cette réserve consistait en l'envoi d'un signal unique à l'ensemble des participants, sans mise en concurrence des activations. Depuis novembre 2023, l'activation en énergie des capacités de réserve secondaire fait l'objet d'un mécanisme de marché suivant un ordre de préséance économique. Les activations en énergie font désormais l'objet d'offres déposées par les acteurs à proximité du temps réel, dont la sélection est optimisée par RTE. Durant toute l'année 2024 analysée dans ce rapport, cette optimisation en temps réel a été réalisée par RTE à l'échelle française seule. Les modalités implémentées en France ont cependant été conçues comme une déclinaison des modalités prévues par la plateforme européenne pour les activations de réserve secondaire PICASSO (« *Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation* »). Celle-ci est entrée en service en juin 2022, et permet de prendre en compte l'ensemble des offres déposées en Europe, les besoins en temps réel de chaque GRT et les capacités d'échange disponibles aux frontières. A ce jour, les GRTs allemands, autrichien et tchèque, hollandais, slovaques, belges, bulgares, lithuaniens, grecs, estoniens, lettons, et français sont connectés à la plateforme PICASSO. La connexion de RTE a été réalisée le 2 avril 2025, induisant désormais une optimisation des activations de la réserve secondaire à l'échelle européenne.

L'activation de la réserve secondaire par RTE est par ailleurs optimisée par le biais de la plateforme européenne IGCC (« *International Grid Control Cooperation* »), qui permet de compenser les besoins en sens opposé entre les pays membres, et donc de limiter les activations simultanées de réserve secondaire dans des directions opposées de part et d'autre des différentes frontières. RTE a rejoint le projet en 2016. A ce jour, les GRT de 24 pays participent à la plateforme IGCC.

La contractualisation des capacités de réserve secondaire par RTE en amont du temps réel, historiquement effectuée par le biais d'une prescription rémunérée par un tarif régulé, a évolué vers un appel d'offres quotidien ouvert à l'ensemble des acteurs certifiés. Constatant une nette amélioration de la situation concurrentielle du marché de la réserve secondaire, tant du point de vue des volumes certifiés que du nombre d'acteurs engagés et de la diversité des actifs pouvant participer à ce marché, la CRE a en effet décidé, par délibération⁵⁵ en janvier 2024, la réouverture en juin 2024 de la contractualisation par appel d'offres des capacités de réserve secondaire.

4.1.3. La réserve tertiaire

La réserve tertiaire est mobilisée par RTE au travers du mécanisme d'ajustement, marché organisé par RTE depuis 2004, et *via* la plateforme européenne d'échange de produits standard de réserve complémentaire (ci-après « plateforme TERRE ») à laquelle RTE s'est connecté le 2 décembre 2020.

Sur le mécanisme d'ajustement, les participants, dits « acteurs d'ajustement », proposent à RTE des offres, issues de moyens contractualisés ou non. Ces acteurs d'ajustement peuvent correspondre à des sites localisés en France (soutirage, injection, stockage), ou à des acteurs ou des gestionnaires de réseau situés à l'étranger, appelés au travers des interconnexions. Les offres définissent des conditions techniques d'activation, un prix de l'énergie activée et, le cas échéant, un prix de démarrage. RTE active cette réserve en fonction de ses besoins et en respectant une préséance dite « technico-économique », qui tient compte non seulement du prix des offres mais aussi de leurs caractéristiques techniques. RTE active des offres pour gérer l'équilibre offre-demande en France, mais aussi pour résoudre d'éventuelles congestions sur le réseau, pour augmenter la fourniture de services système ou encore pour restaurer un niveau suffisant de marge de moyens flexibles disponibles sur le système.

Tous les moyens de production raccordés au réseau de transport sont règlementairement tenus de proposer leur flexibilité disponible à la hausse au travers d'offres déposées sur le mécanisme d'ajustement.

La plateforme européenne TERRE est quant à elle issue d'une coopération lancée en 2014 par les GRT européens qui utilisent des produits de réserve complémentaire pour équilibrer leur zone, dont RTE.

⁵⁵ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 janvier 2024 portant décision mettant fin à la dérogation accordée à RTE au titre de l'article 6 du règlement \(UE\) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité](#)

Tous les GRT utilisant des produits de réserve complémentaire doivent y participer, conformément à l'article 19 du règlement EB. À ce jour, la France, l'Espagne, le Portugal et la Suisse Participent.

Tout acteur d'ajustement disposant de capacités d'équilibrage mobilisables en moins de 30 minutes peut y participer, dès 1 MW. La plateforme TERRE permet, dans la limite des capacités d'interconnexion disponibles après la fermeture des échanges infrajournaliers, d'échanger des offres de réserve complémentaire dites « standard », c'est-à-dire avec certaines caractéristiques techniques prédéfinies et harmonisées entre les GRT participant à la plateforme. L'algorithme de sélection des offres réalise une optimisation par heure, pour les quatre quarts d'heure de l'heure suivante, afin de sélectionner les offres à activer. Les offres d'ajustement sont rémunérées au prix marginal de la zone dans laquelle elles sont activées.

La plateforme a été officiellement lancée le 15 janvier 2020 et, fin 2022, 6 GRT y étaient connectés. RTE y est connecté depuis le 2 décembre 2020. La plateforme TERRE cessera de fonctionner à compter de la fin de l'année 2025, en lien avec la réforme de l'organisation du marché de l'électricité. Le règlement (UE) 2024/1747, adopté le 21 mai 2024, modifie en effet l'article 8 du règlement électricité, qui prévoit désormais que « à partir du 1er janvier 2026, l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones n'intervient pas plus de 30 minutes avant le temps réel ». Cette nouvelle échéance est incompatible avec l'utilisation de la plateforme TERRE, celle-ci étant actuellement caractérisée par un délai d'activation de 30 minutes. Une plateforme européenne d'échange de produits standard de réserve rapide (ci-après « plateforme MARI ») a également été mise en service au niveau européen, en octobre 2022. RTE prévoit de se connecter à la plateforme MARI début 2026.

Une partie de la réserve tertiaire fait par ailleurs l'objet d'une réservation de capacité par RTE en amont du temps réel. Pour 2024, RTE a contractualisé la moitié des réserves rapides et complémentaires (ci-après, « RR-RC ») par le biais d'un appel d'offres annuel lancé en juillet 2023, avec soumission des offres le 16 septembre 2023. L'autre moitié a été contractualisée par le biais d'un appel d'offres journalier tout au long de l'année. Les RR-RC permettent à RTE de disposer à tout moment de 1000 MW activables en moins de 13 minutes (réserves rapides) et de 500 MW supplémentaires activables en 30 minutes (réserves complémentaires).

4.1.4. Le dispositif de responsable d'équilibre

Le dispositif de responsable d'équilibre (RE) incite financièrement les acteurs de marché à faire correspondre le mieux possible les injections et les soutirages dans leur périmètre, chaque point de raccordement au réseau devant être rattaché au périmètre d'un responsable d'équilibre. Les écarts (déficit ou excédent d'énergie pour une période de 30 minutes donnée) font l'objet d'un règlement financier représentatif de la valeur de l'énergie d'équilibrage qui a dû être mobilisée par RTE, le cas échéant, pour résorber ces écarts. La période de règlement des écarts est passée de 30 minutes à 15 minutes le 1^{er} janvier 2025, en application des dispositions de l'article 53(1) du règlement EB.

Jusqu'à une heure avant le temps réel, les programmes de production peuvent être modifiés, et les acteurs peuvent importer ou exporter de l'énergie au travers des marchés transfrontaliers, modifiant ainsi l'écart du RE et la position « physique » de la zone France. Passé cet instant, et jusqu'au temps réel, les acteurs français peuvent continuer à échanger de l'énergie entre eux sur le marché infrajournalier français, sans pouvoir modifier les programmes de production ou d'importation / exportation. Ces derniers échanges ont donc un impact sur les écarts des RE concernés, mais pas sur le bilan physique de la zone France. Pendant cette période appelée « fenêtre d'activation », RTE est donc le seul acteur à prendre des actions d'équilibrage « physiques ». La fenêtre d'activation passera de 1 heure à 30 minutes au plus tard le premier janvier 2029.

4.2. Bilan des marchés de l'équilibrage en 2024

4.2.1. Vue d'ensemble

Le Tableau 16 ci-après présente le bilan physique et financier des réserves d'équilibrage contractualisées par RTE ainsi que des énergies d'équilibrage activées.

Tableau 16 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE, énergies d'équilibrage activées et coûts associés en 2023

2024	Contractualisation (payées par le TURPE)			Activations (payées par les RE)			
	Réserve	Sens	MW (moy)	M€	A la hausse		A la baisse
					M€	GWh	M€
Primaire (FCR)	Hausse et baisse	486	21	539	27,5	529	-27,1
Secondaire (aFRR)	Hausse et baisse	747	296	1 061	129,9	1 501	19,6
Rapide (mFRR)				1 815		1 397	
Complémentaire (RR)	Hausse	1 500	27	1 057	557,2	2 048	-60,3
Total		2 733	344	4 472	735,6	5 475	- 67,8

Source : RTE – Analyse : CRE

Les coûts de contractualisation sont couverts par les tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (ci-après « TURPE »).

Le coût de contractualisation de la réserve primaire a diminué de 12 M€ en 2024 par rapport à 2023, en lien d'une part avec la diminution générale des prix de gros en 2024, et d'autre part avec la croissance du parc de batteries certifiées pour fournir cette réserve à moindre coût.

La réserve secondaire a été contractualisée durant la première moitié de l'année 2024 sur la base d'une prescription assortie d'un prix régulé de 22,1 €/MWh, puis sur la base d'un appel d'offres journalier à prix marginal à partir du mois de juin. Le passage à une contractualisation par le marché a induit une hausse du coût de contractualisation, de 133 M€ à 296 M€. Cette hausse des coûts est liée d'une part à une situation concurrentielle encore restreinte sur cette réserve, du fait notamment d'un déploiement très progressif de nouveaux actifs certifiés, et d'autre part aux coûts de constitution élevés pour cette réserve lors des après-midis du printemps et de l'été (les offres des actifs thermiques certifiés intégrant sur ces périodes des coûts de démarrage et de vente à perte sur les marchés de gros).

Le coût de contractualisation des réserves rapides et complémentaires a fortement diminué par rapport à 2023, année marquée par un appel d'offres annuel mené pendant la crise des prix de gros (septembre 2022). Le coût de contractualisation de ces réserves pour 2024 diminue à 27 M€, ramenant les prix au niveau d'avant crise.

Les coûts d'activation sont portés par les responsables d'équilibre à travers le prix de règlement des écarts, sauf les surcoûts concernant les activations pour des motifs hors équilibrage qui sont supportés par les consommateurs via le TURPE.

Les activations des moyens d'équilibrage sur le mécanisme d'ajustement et sur la plateforme TERRE ont représenté en 2024 un coût net de 497 M€, en baisse par rapport à 2023 (555 M€). L'écart par rapport à 2023 s'explique notamment par la baisse du prix des offres activées à la hausse, qui suit la tendance à la baisse des prix de gros de l'électricité.

L'énergie activée depuis la réserve primaire est valorisée au prix *spot*. Les activations de cette réserve étant en moyenne centrées sur zéro, leur valorisation nette est proche de zéro.

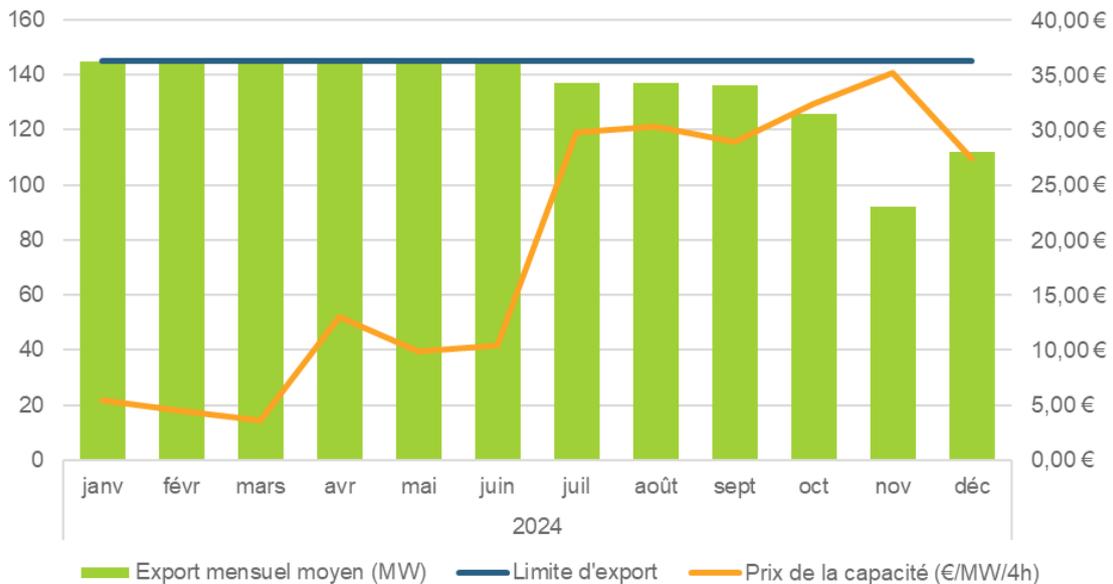
Enfin, 2024 a été la première année de fonctionnement complet du marché en énergie de la réserve secondaire, l'activation de cette réserve par RTE selon la préséance économique étant entrée en vigueur en novembre 2023. Le coût net des activations en énergie de réserve secondaire est en forte hausse, à 150 M€ contre 18 M€ en 2023. La hausse du coût net des activations est notamment liée aux faibles volumes d'offres « libres » (i.e. mise à disposition d'un actif certifié non retenu sur le marché capacitaire en J-1) proposées à ce stade par les acteurs sur le marché en énergie de réserve secondaire, alors que les prix d'activation des détenteurs d'actifs de type batteries et soutirage sont plus élevés que ceux des moyens classiques de production, à la hausse comme à la baisse.

4.2.2. La réserve primaire

Depuis le 1^{er} juillet 2020, la réserve primaire est contractualisée au travers d'un appel d'offres quotidien transfrontalier mené à 8h chaque jour pour la journée du lendemain, découpée en six plages de quatre heures constituant six produits différents. En 2024, le besoin de contractualisation de réserve primaire requis pour la France était de 486 MW.

La Figure 57 présente les moyennes mensuelles des prix en France et les volumes de la réserve primaire échangés par la France au sein de la coopération FCR.

Figure 57 : Prix de contractualisation de la FCR en France et position nette d'échange dans la FCR Coopération (moyenne mensuelle)



Source : Coopération FCR (www.regelleistung.net) – Analyse : CRE

En 2024, le prix moyen de la réserve primaire contractualisée en France *via* la coopération FCR s'établit à 21 €/MW/4h, en hausse par rapport à 2023 (7€/MW/4h).

Deux tendances distinctes se dégagent entre les deux semestres de 2024. A partir du mois de juillet, les prix ont augmenté significativement pour se stabiliser aux alentours de 30 €/MW/4h. Cette hausse est notamment liée à l'ouverture du marché capacitaire de la réserve secondaire en juin 2024, les actifs certifiés pour les deux réserves tendant désormais à offrir sur la réserve primaire un coût d'opportunité correspondant aux revenus anticipés sur la réserve secondaire.

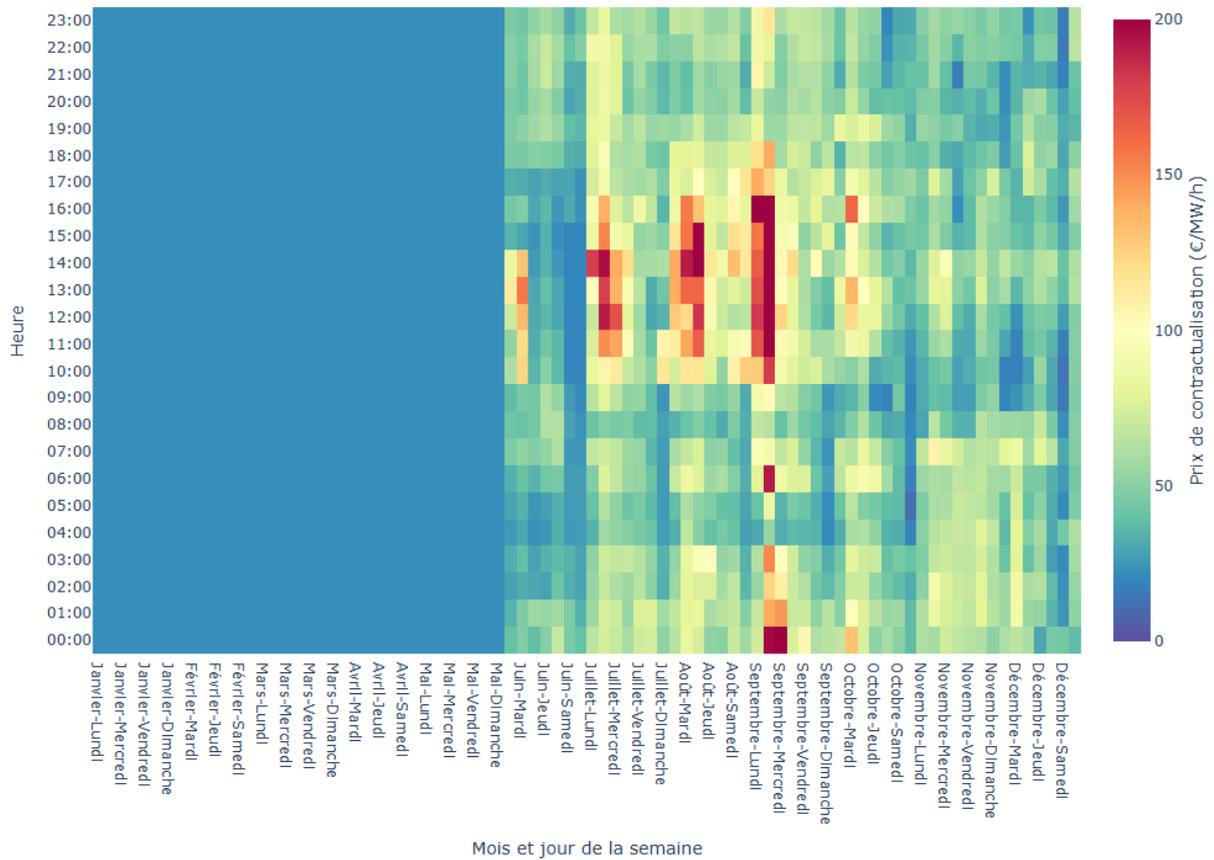
Par ailleurs, de manière générale, le marché français de la réserve primaire se distingue au sein de la coopération FCR par une forte liquidité et des volumes élevés d'offres à prix bas, liés au développement et à la certification d'un parc important de batteries dédiées à cette réserve. Malgré la hausse des prix de contractualisation observée durant l'année 2024, RTE reste ainsi le principal exportateur au sein la coopération FCR, avec un solde moyen de 134 MW (le prix moyen européen de contractualisation sur 2024 s'élevant à 64 €/MW/4h). Ces exports ont engendré des revenus supplémentaires pour RTE de l'ordre de 11 M€ sur l'année 2024.

4.2.3. La réserve secondaire

Dans le cadre de la construction d'un marché européen intégré de l'équilibrage, les modalités de contractualisation et d'activation des capacités de réserve secondaire, fonctionnant historiquement selon des modalités régulées, ont évolué vers des mécanismes de marché ouverts à l'ensemble des actifs certifiés pour cette réserve. Ainsi le marché pour l'activation en énergie de réserve secondaire a ouvert en novembre 2023 et le marché pour la contractualisation des capacités de réserve secondaire a réouvert en juin 2024 (cf. §4.1.2).

S'agissant des capacités de réserve contractualisées par RTE en amont du temps réel, celles-ci étaient contractualisées sur la base d'une prescription assortie d'un prix régulé de 22,10 €/MW/h jusqu'à la réouverture du marché mi-juin 2024. La Figure 58 montre l'évolution des prix de la capacité par heure et par jour de la semaine sur l'année 2024.

Figure 58 : Prix journaliers moyens de la capacité de réserve secondaire de l'année 2024 par heure, par mois et par jour de la semaine (heures en ordonnées et jours de la semaine en abscisse)



Mois	janv	févr	mars	avr	mai	juin	juil	août	sept	oct	nov	déc
Prix moyen de la capacité (€/MW/h)	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10	41,17	69,59	73,89	83,84	56,90	53,83	45,27

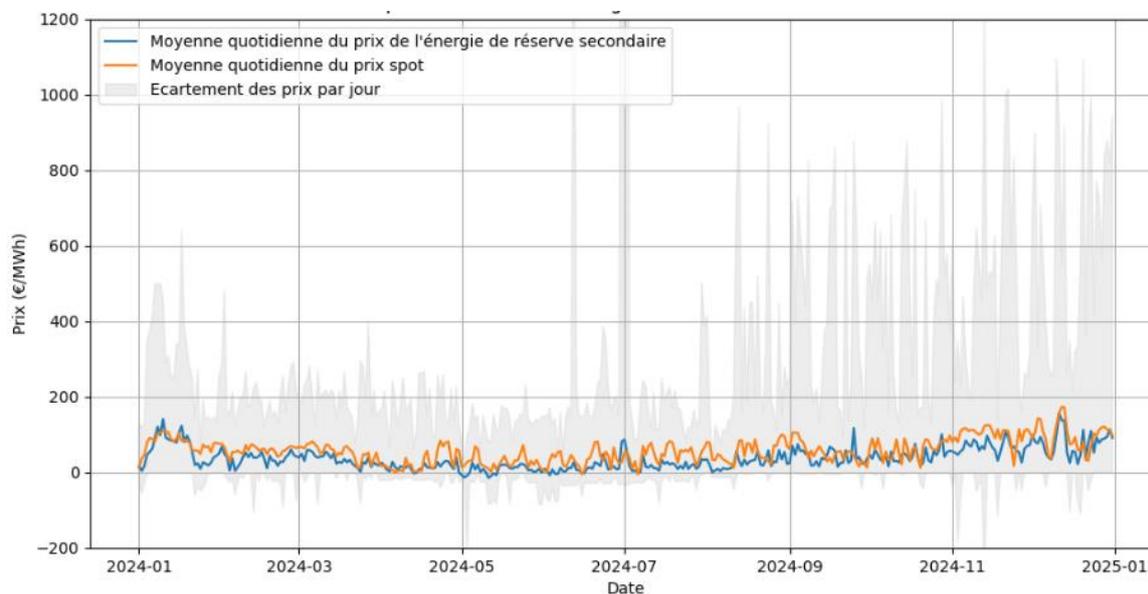
Source : RTE – Analyse : CRE

Le prix des capacités de réserve secondaire a significativement augmenté après l'ouverture du marché et sur l'ensemble du T3 2024, atteignant un prix moyen de 83,84 €/MW/h en septembre. Comme l'indique ce graphique, les prix élevés sur le T3 ont essentiellement été concentrés en début de semaine sur la plage horaire 10h-17h. Ces pics de prix en milieu de journée lorsque les prix spot sont faibles (en lien avec une faible consommation et une forte production solaire) reflètent les coûts de démarrage et de production de centrales non rentables sur les marchés de gros mais fournissant néanmoins le besoin capacitaire de RTE. Une atténuation de ces pics de prix est attendue à l'avenir, à mesure du déploiement par les acteurs d'actifs certifiés pour fournir de la réserve secondaire à RTE à moindre coût (batteries, soutirage).

Les prix ont diminué significativement sur le quatrième trimestre de 2024 pour atteindre 45,27 €/MW/h en décembre, l'augmentation des prix *spot* en hiver entraînant le retour sur le marché de gros des centrales thermiques et donc la fourniture de réserve secondaire à moindre coût.

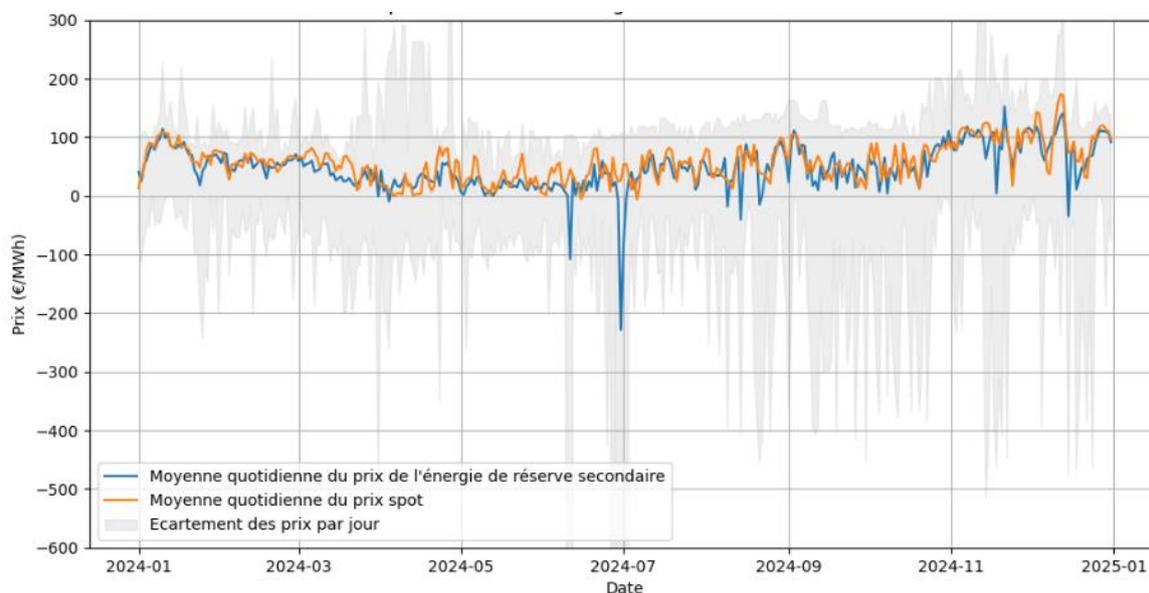
S'agissant du marché pour l'activation en énergie de la réserve secondaire, les Figure 59 et Figure 60 présentent les prix moyens quotidiens des prix d'activation de réserve secondaire à la hausse et à la baisse en comparaison des prix observés sur le marché spot, ainsi que leur volatilité⁵⁶.

Figure 59 : Prix moyens quotidiens du marché d'activation de réserve secondaire, à la hausse



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 60 : Prix moyens quotidiens du marché d'activation de réserve secondaire, à la baisse



Source : RTE – Analyse : CRE

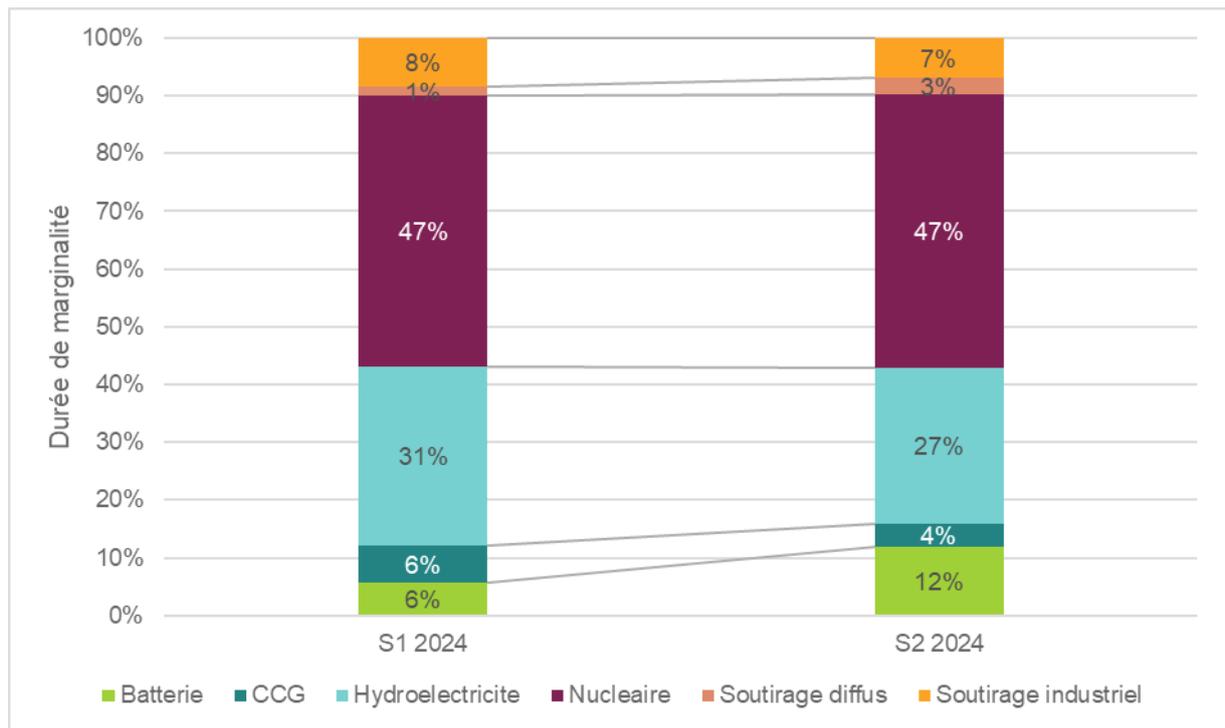
⁵⁶ Les axes des ordonnées de ces graphiques ont été coupés afin d'en améliorer la lisibilité. Les pics de juin et juillet (1800 €/MWh et 3500 €/MWh à la hausse, -3500 €/MWh et -4000 €/MWh à la baisse) correspondent à un incident technique d'un acteur touchant le prix d'offre remis, corrigé depuis.

Les graphiques indiquent que les prix moyens d'activation de la réserve secondaire sont proches de ceux du marché de gros journalier, à la hausse comme à la baisse.

Ces graphiques révèlent cependant un fort écart de prix quotidien pour les activations de réserve secondaire, et donc une volatilité élevée des prix marginaux d'activation à ce stade de l'ouverture du marché. Cette volatilité des prix a par ailleurs augmenté sur le second semestre de 2024.

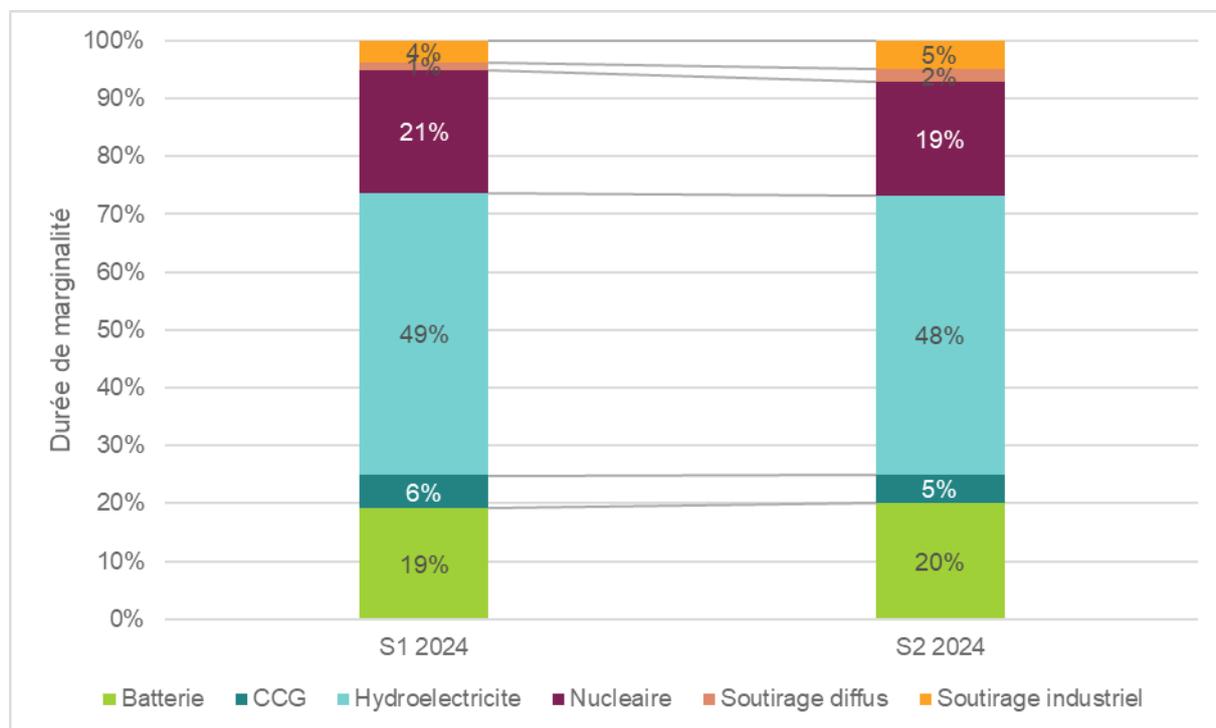
La Figure 61 et la Figure 62 présentent la marginalité des différentes filières sur la réserve secondaire, respectivement à la hausse et à la baisse.

Figure 61 : Marginalité des différentes filières sur le marché d'activation de réserve secondaire à la hausse



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 62 : Marginalité des différentes filières sur le marché d'activation de réserve secondaire à la baisse



Source : RTE – Analyse : CRE

Comme l'indiquent ces graphiques, les prix marginaux des activations de réserve secondaire sont définis environ 20 % du temps par des filières représentant moins de 5 % des volumes activés, à la hausse comme à la baisse.

Ces chiffres reflètent le manque de liquidité du marché en énergie à ce stade de son ouverture, et notamment les faibles volumes d'offres libres remis par les acteurs certifiés (i.e. d'offres en énergie remises par un actif certifié non retenu sur l'appel d'offres capacitaire en J-1). Lorsque les déséquilibres à résorber sont élevés, l'ensemble des entités offertes sont appelées par RTE, ce qui tend à se traduire par un pic de prix.

Ces chiffres reflètent également l'investissement progressif des actifs de type batterie et soutirage sur les marchés de la réserve secondaire, leur part de marché en volume d'énergie activée étant environ multipliée par deux entre le premier et le second semestre de 2024. Les prix remis pour l'activation de ce type d'actifs s'avèrent plus élevés que ceux remis par les moyens de production, à la hausse comme à la baisse.

La combinaison de ces deux effets (manque de liquidité du fait notamment de l'absence d'offres libres et déploiement de nouveaux actifs à coût d'activation plus élevé) se traduit par une hausse des coûts nets d'activation, ainsi qu'une hausse de la volatilité des prix d'activation de la réserve secondaire.

En 2025, la connexion à la plateforme européenne PICASSO permettra à RTE d'accéder à un gisement d'offres plus profond pour le marché en énergie de la réserve secondaire aux frontières, ce qui devrait se traduire par une diminution de la volatilité et du niveau des pics de prix.

En conclusion, l'année 2024 se distingue par une dynamique significative de transfert des coûts de l'équilibrage vers la réserve secondaire, celle-ci représentant désormais 41 % des coûts totaux de l'équilibrage (vs 13 % en 2023). Cette dynamique oriente les investissements des acteurs vers des flexibilités plus réactives, préparant ainsi l'équilibrage de demain (réduction de la fenêtre opérationnelle de l'ensemble des GRT prévue par les règlements européens). Cette orientation des investissements est déjà à l'œuvre, la puissance des batteries certifiées pour la réserve secondaire étant passée d'environ 40 MW début janvier 2024 à 136 MW en mai 2025. Ce développement des batteries libèrera des moyens de production conventionnels qui pourront utiliser l'ensemble de leur puissance sur le marché de l'énergie. Parallèlement, une diminution progressive des coûts de la réserve secondaire à mesure que la concurrence entre acteurs sera accrue est attendue pour les prochaines années.

4.2.4. Le mécanisme d'ajustement

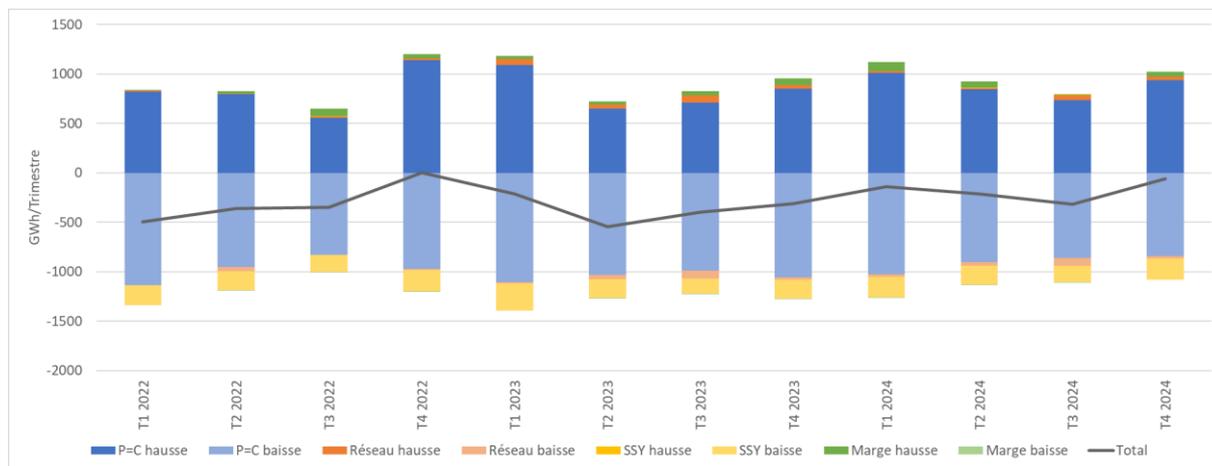
La Figure 63 présente les volumes d'énergie activée à la hausse et à la baisse par RTE depuis 2021 pour les différents motifs.

Les activations pour gérer l'équilibre du système (motif « P=C ») représentent la majorité des activations, mais la reconstitution des services système (« SSY ») constitue une cause d'activation à la baisse non négligeable (16 % des volumes activés à la baisse en 2023 et 17 % en 2024). Les activations pour causes congestions (« Réseau ») et marges (« Marge ») représentent de faibles volumes. Les volumes nets activés sont en moyenne négatifs, ce qui reflète une tendance des responsables d'équilibre à se surcouvrir par crainte de devoir payer un prix de règlement des écarts négatifs importants.

La Figure 64 présente les volumes moyens des ajustements par type d'entité et par sens d'activation.

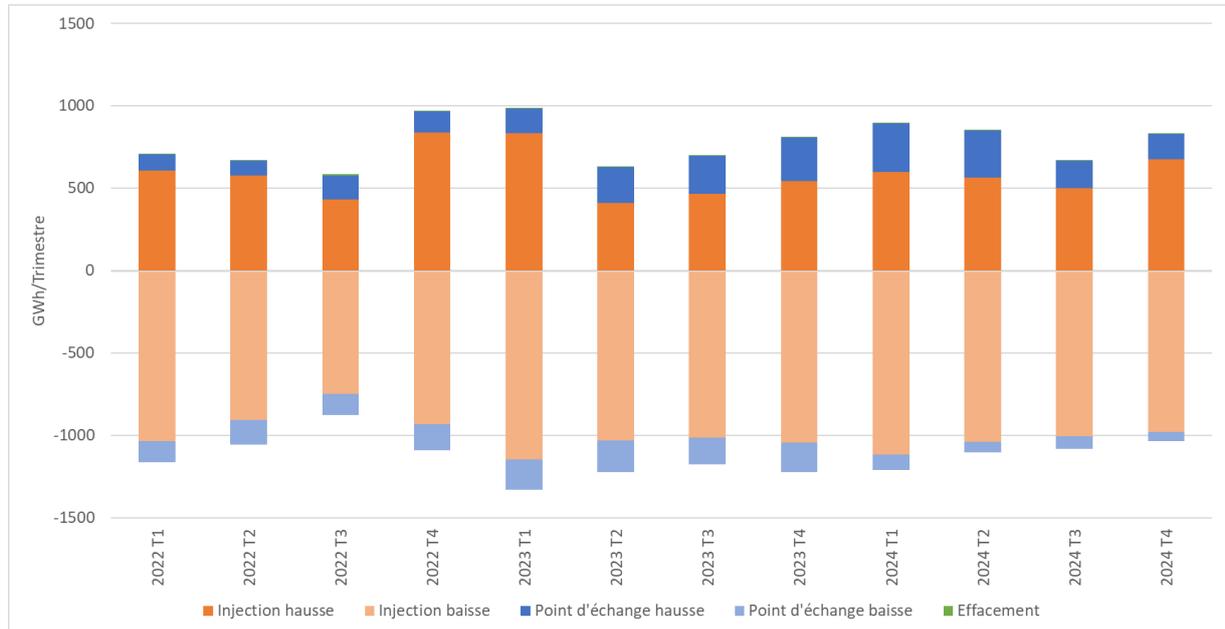
On constate une large prépondérance des entités d'ajustement de type injection (groupes de production), qui représentent 72 % des activations à la hausse, et 93 % des activations à la baisse en 2024. Les activations d'effacements par RTE ne représentent que 0,2 % des volumes activés par RTE en 2024. Les entités d'ajustement situées à l'étranger (« points d'échange ») constituent une part significative des activations sur le mécanisme d'ajustement, constante par rapport à 2023 (28 % des activations à la hausse en 2023 et 2024).

Figure 63 : Volumes mensuels d'activation par motif et volume net



Source : RTE – Analyse : CRE

Figure 64 : Volumes d’ajustements par type d’entité



Source : RTE – Analyse : CRE

4.2.5. La plateforme TERRE

En décembre 2020, date de sa connexion, RTE ne se connectait que 4h par jour à la plateforme TERRE. La participation de RTE à la plateforme TERRE a augmenté progressivement pour atteindre une utilisation sur chaque pas de temps depuis le 21 mars 2022. La figure ci-dessous présente les volumes mensuels activés par RTE sur la plateforme TERRE.

En 2024, RTE a activé en moyenne 22 % de ses besoins de réserves complémentaires sur la plateforme TERRE. La liquidité des offres françaises sur la plateforme reste faible et la majorité de la demande française est satisfaite par des offres étrangères, dont les prix sont à ce stade plus bas en moyenne que ceux des offres des acteurs français.

La plateforme TERRE fermera à la fin de l’année 2025, en lien avec la réforme de l’organisation du marché européen de l’électricité (cf 4.1.3). A compter du premier trimestre 2026, RTE se connectera à la plateforme européenne pour la réserve tertiaire rapide (plateforme MARI).

Figure 65 : Volumes activés sur la plateforme TERRE



Source : RTE – Analyse : CRE

4.3. La surveillance des marchés de l'équilibrage par la CRE

Les marchés d'équilibrage jouent un grand rôle dans le bon fonctionnement du système électrique, et ce rôle deviendra de plus en plus important à mesure du développement de moyens de production peu pilotables et décentralisés.

La CRE rappelle aux acteurs du marché que les marchés d'équilibrage sont des marchés d'échange de produits énergétiques de gros. Les actions des acteurs sur ces marchés sont donc soumises aux obligations et interdictions définies dans le règlement REMIT. Notamment, l'ACER a communiqué⁵⁷ sur les exemples des pratiques qui peuvent, dans certaines circonstances, être considérées comme abusives au sens du règlement REMIT.

RTE, en tant que PPAET, joue un rôle central dans la surveillance de ces marchés, et travaille en étroite collaboration avec la CRE pour garantir le respect de REMIT sur les marchés d'équilibrage.

Dans ce cadre, la CRE analyse régulièrement le fonctionnement des marchés d'équilibrage, avec une attention particulière aux nouveaux marchés, tel que celui de l'énergie de la réserve secondaire, réouvert en novembre 2023 et celui de la capacité de la réserve secondaire, ouvert en juin 2024. La CRE surveille également les offres activées en France des plateformes européens TERRE, PICASSO et MARI, et dispose de pouvoirs d'enquête et de sanction sur les marchés de l'équilibrage.

La CRE rappelle une nouvelle fois aux acteurs du marché qu'il est interdit de s'approvisionner sur le marché intrajournalier français pour répondre à une sollicitation de RTE sur le mécanisme d'ajustement. Ce comportement est explicitement contraire aux règles RE-MA (article 4.2.1.2) : « *L'activation d'une offre émanant d'une entité d'ajustement point d'échange ne doit pas conduire à un approvisionnement (pour les offres à la hausse) ou une vente (pour les offres à la baisse) par l'acteur d'ajustement sur le marché intrajournalier français, que ce soit au travers d'un flux explicite ou d'une nomination implicite.* »

⁵⁷ L'ACER a communiqué sur ces pratiques dans l'édition N°24 de la newsletter trimestrielle de l'ACER REMIT Quarterly Q1 2021 : https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMITQuarterly_Q1_2021_1.0.pdf

5. Le marché de garanties de capacité

Par sa décision du 8 novembre 2016, faisant suite à un an d'enquête, la Commission européenne a autorisé, en application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'Etat, le mécanisme de capacité français⁵⁸ pour une durée de 10 ans. La mise en œuvre du mécanisme actuel a démarré en décembre 2016 pour une première année de livraison (AL) en 2017, et se terminera en mars 2026. Un nouveau mécanisme de capacité devrait prendre le relais à cette échéance, après autorisation de la Commission européenne.

5.1. Rappel des grands principes du mécanisme de capacité français

Les dispositions des articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie établissent un dispositif d'obligation de capacité. Celui-ci prévoit que « chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité ». Chaque fournisseur est ainsi tenu de s'approvisionner en garanties de capacité afin de couvrir la consommation de son portefeuille de clients lors des périodes de pointe de consommation nationale. Ces garanties peuvent être obtenues en investissant dans des moyens de production ou d'effacement, ou en se les procurant auprès des exploitants de capacités et sur le marché. Le coût de cette obligation, instaurée afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs, est répercuté librement par les fournisseurs à leurs clients.

Les acteurs obligés et les exploitants peuvent échanger les garanties de capacité en bilatéral, sur le marché de gré à gré (dit « OTC » ou « Over-The-Counter ») ou encore au travers du marché organisé par EPEX SPOT sous forme d'enchères. Les règles du mécanisme de capacité prévoient 15 enchères au minimum en amont de l'année de livraison. Des enchères ont également lieu pendant et après l'année de livraison.

La formation du prix des garanties de capacité résulte de la rencontre, sur le marché, de l'offre des exploitants, s'engageant sur la disponibilité de leurs moyens, et de la demande des acteurs obligés, correspondant à la contribution de leurs consommateurs au risque de défaillance du système.

En théorie, le prix de la capacité doit s'établir au niveau du coût du moyen le moins onéreux permettant de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement. Les règles définissant le prix administré, qui agit comme un plafond de prix sur les enchères du mécanisme de capacité, sont en ligne avec la tension qui devrait apparaître en cas de sous-dimensionnement du parc : « [le prix administré] correspond au revenu capacitaire annuel minimal qui permet d'assurer la viabilité économique du développement ou du maintien en service des capacités nécessaires au respect en espérance, sur l'horizon moyen-terme étudié par le Bilan prévisionnel, du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics ».

Les grands principes du nouveau mécanisme de capacité sont prévus par l'article 19 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025. Le mécanisme devient centralisé et le rôle d'acteur obligé disparaît. Pour chaque période de livraison, qui couvrira désormais un hiver électrique, il incombe au gestionnaire de réseau de transport, RTE, de contractualiser avec les exploitants le besoin en capacités de production, de stockage et d'effacement de consommation à la maille France au cours d'un nombre limité d'enchères. Le coût du mécanisme de capacité qui en découle est réparti entre les fournisseurs, en fonction de la consommation de leur portefeuille pendant les périodes de tension, et prend la forme d'une taxe. Les fournisseurs sont ensuite libres de la méthode de répercussion de cette taxe aux consommateurs finals. Enfin, le CoRDIS de la CRE pourra sanctionner les exploitants ne respectant pas certaines obligations propres au mécanisme de capacité (obligation de certification et d'offrir un volume minimal aux enchères), mais également les manquements de nature similaire à ceux visés par le REMIT (interdiction des opérations d'initié et des manipulations de marché, et obligation de publication des informations privilégiées).

⁵⁸ Les principes de fonctionnement de ce marché ont été rappelés dans le rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros 2016-2017 (Section 3 page 45 : 2.5 Premiers échanges de garanties de capacité en 2016).

5.2. En 2024, le prix de la capacité a connu une baisse constante tout au long des enchères

L'année 2024 est essentiellement marquée par les enchères portant sur les années de livraison 2025 et 2026.

Tableau 17 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2025

AL 2025	07/03/2024	25/04/2024	20/06/2024	19/09/2024	24/10/2024	05/12/2024
Prix (€/MW)	20 009,1	19 999,9	14 999,9	10 800,9	6 191,6	0,0
Volume (MW)	4 367,8	4 165,3	4 181,1	3 760,4	4 092,4	10 277,7

Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Tableau 18 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2026

AL 2026	25/04/2024	19/09/2024	24/10/2024	05/12/2024
Prix (€/MW)	15 538,1	6 124,7	3 540,2	2 521,8
Volume (MW)	2 850,9	4 358,6	2 965,2	4 203,6

Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

La moyenne du prix de la capacité pour AL 2025, utilisée comme prix de référence pour le complément d'approvisionnement en capacité dans les tarifs réglementés de vente de l'électricité, est de 14 652 €/MW, contre 27 094 €/MW pour l'AL 2024. Le prix de la capacité atteint donc un minimum depuis 2019.

Le prix fixé par la dernière enchère avant l'année de livraison est le prix de règlement des écarts (PREC), qui sert de référence pour :

- le règlement des frais de rééquilibrage, quand les exploitants ou les acteurs obligés réévaluent leur niveau de capacité certifiée ou leur besoin en capacité ;
- le règlement des écarts qui a lieu en AL+3 sur la base du réalisé ;
- la part capacité de l'écrêtement du TRVE⁵⁹ ;
- les appels d'offres de long terme et d'effacement (AOLT et AOE), dans le calcul du complément de rémunération.

Le prix résultant de cette enchère du PREC a exceptionnellement atteint 0 €/MW en décembre 2024, pour l'AL 2025. Lors de cette dernière enchère, l'offre à prix nul a largement excédé la demande (11,2 contre 10,3 GW) portée notamment par la hausse des garanties de capacité issues des interconnexions régulées.

Un tel prix traduit une situation particulièrement détendue du point de vue de l'équilibre offre-demande à la pointe. Les acteurs anticipent une absence de tension pour l'AL 2025, conformément à l'évolution des fondamentaux de marché qui montrent en particulier une baisse de la consommation de pointe et l'amélioration de la disponibilité du nucléaire.

⁵⁹ Avant l'AL 2024, seule la dernière enchère avant l'AL entrait en compte pour la part capacité. Pour l'AL 2024, pour tenir compte du calendrier des enchères, la moyenne des deux dernières enchères a été retenue.

Pour rappel, le PREC pour l'AL 2024 s'était déjà fixé à un niveau bas à 6 200 €/MW (contre 60 000 €/MW pour l'AL 2022 et 23 900 €/MW pour AL 2023). La CRE rappelle qu'un PREC nul n'implique pas nécessairement une absence de pénalités et donc d'incitation à se rendre disponible en période de tension. En effet, conformément aux règles du mécanisme de capacité, un déséquilibre du système de plus de 2 GW fera remonter le PREC au niveau du prix administré de 60 000 €/MW. Par ailleurs, les exploitants restent incités par le biais des signaux énergie.

5.3. Le prix faible de la capacité pour l'année de livraison 2025 illustre l'amélioration significative des marges pour le système électrique

Après une AL 2024 de retour à des niveaux d'équilibre offre-demande plus détendus que pendant la crise, l'AL 2025 poursuit la tendance. La bonne disponibilité du parc nucléaire en 2024, liée à la fin des arrêts pour maintenance et contrôles à la suite du phénomène de corrosion sous contrainte, couplée à une consommation en légère hausse, mais qui demeure très en-deçà des niveaux d'avant-crise, permettent des marges du système électrique confortables pour l'AL 2025.

Malgré la baisse des prix de l'électricité depuis le printemps 2023 qui a réduit la rentabilité des moyens thermiques à flamme, la CRE observe que le *missing money*⁶⁰ des technologies thermiques reste nul en 2024 pour l'AL 2025, exception faite des centrales à charbon.

Le niveau de certification des capacités (Tableau 19) comparé à l'estimation de l'obligation en capacité de RTE (Tableau 20) montre comment la reconstitution des marges du système électrique pour AL 2025 se poursuit, principalement grâce au nucléaire (hors EPR de Flamanville) et aux interconnexions régulières. La contribution des interconnexions est en nette croissance pour l'AL 2025 (10,7 GW, contre 7,7 GW pour l'AL 2024) grâce à la contribution de la région CORE et de l'Italie.

⁶⁰ Le revenu nécessaire au maintien en activité d'un actif de production si il est existant ou à sa construction mais qui n'est pas apporté par le marché de l'énergie. La méthodologie est détaillée dans les rapports de surveillance des marchés de gros 2019 et 2018.

Tableau 19 : Niveau de certification des capacités pour l'AL 2024 et l'AL 2025

Filière	Mars 2024 (AL 2024) (GW)	Mars 2025 (AL 2025) (GW)	Evolution (GW)
Nucléaire	43,9	49,5	+5,6
Lac/STEP	10,2	9,8	-0,4
ENR + autres <i>dont batteries</i>	16,6 0,7	15,8 0,8	-0,8 +0,1
Effacement	3,5	3,7	+0,2
Gaz	7,1	7,8	+0,7
Charbon	1,4	1,7	+0,3
Pétrole/fioul	1,8	1,7	-0,1
Total – hors interconnexions	84,6	90,0	+5,4
Interconnexions	7,7	10,7	+3,0
Total – avec interconnexions	92,3	100,7	+8,4

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 20 : Estimation de l'obligation en capacité mise à jour par RTE

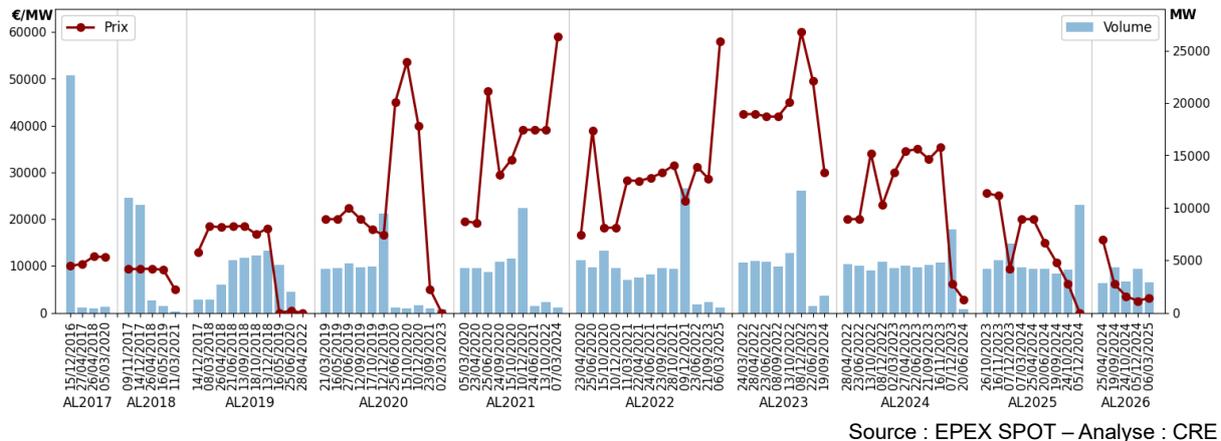
	Estimation de l'obligation pour l'AL 2024 (GW)	Estimation de l'obligation pour l'AL 2025 (GW)	Evolution (GW)
Trajectoire basse	90,0	90,2	+0,2
Trajectoire centrale	91,6	92,9	+1,3
Trajectoire haute	93,8	93,9	+0,1

Source : RTE – Analyse : CRE

Au regard d'une consommation qui ne retrouve pas aussi rapidement que prévu ses niveaux d'avant crise, le marché de capacité sera vraisemblablement *a posteriori* « long ». Le prix de la capacité pour l'AL 2025 devrait donc se maintenir à un niveau bas lors des enchères de rééquilibrage.

S'agissant de l'AL 2026, le système semble afficher des marges suffisantes grâce à une bonne disponibilité du nucléaire, la poursuite du développement des filières renouvelables. En outre, la rentabilité anticipée des moyens thermiques pourrait se dégrader avec la baisse des prix de gros observée depuis 2023. A ce jour, les prix des garanties de capacité observés lors des premières enchères pour AL 2026 restent bas, sous les 5000 €/MW.

Figure 66 : Prix des enchères de capacité EPEX SPOT



6. Bilan des marchés de gros de l'électricité en France en 2024

Une détente de l'équilibre offre/demande

L'année 2024 est marquée par une forte hausse de la production, dépassant la moyenne de la période 2014-2019 en passant de 494,7 TWh en 2023 à 539,0 TWh en 2024. Ce résultat est principalement dû à la filière nucléaire qui retrouve une production comparable aux années antérieures à 2022, à 361,7 TWh. La production hydroélectrique est en hausse de 28 % par rapport à 2023 du fait de précipitations abondantes, à 75,1 TWh. La production éolienne et photovoltaïque est en baisse de -1 % entre 2023 et 2024, à 71,6 TWh, du fait de la production éolienne qui a pâti d'une année en déficit de vent. Le recours aux centrales thermiques a été le plus bas depuis 1952 à 20 TWh. Cette situation favorable d'équilibre offre-demande a conduit à un record de solde exportateur avec 89 TWh d'exportations nettes.

La consommation corrigée de la température se stabilise (+0,7 % par rapport à 2023), mais reste bien en deçà de la moyenne des années 2014-2019.

Dans ce contexte de détente des tensions offre/demande, en 2024, les prix de gros de l'électricité en France et en Europe confirment la sortie de crise entamée en 2023. Ils sont bien inférieurs à ceux de 2022 et 2023 sur tous les segments de marché, bien qu'ils restent supérieurs aux niveaux d'avant crise.

Des prix en baisse mais encore supérieurs aux niveaux d'avant-crise

En conséquence, les prix journaliers de l'électricité ont considérablement diminué, atteignant 57,8 €/MWh en moyenne, soit une baisse de 40 % par rapport à 2023, et de 47 % par rapport à 2021. Les prix journaliers moyens en 2024 restent supérieurs en valeur nominale aux niveaux d'avant-crise, mais s'en approchent en corrigeant de l'inflation (moyenne 2014-2019 à 47,8 €₂₀₂₄/MWh). La variabilité des prix journaliers a fortement augmenté en raison des évolutions du mix électrique, ce qui constitue un fort signal au développement des flexibilités de court terme, notamment les batteries et la flexibilité de la demande. Les pics de production renouvelable en Europe au printemps et à l'été ont intensifié la fréquence des heures de prix négatif, atteignant 352 heures en 2024 contre 147 en 2023. 36 % de ces heures ont des prix compris entre 0 et 0,1 €/MWh mais la part de ces heures avec des prix inférieurs à -50 €/MWh a atteint 31 % en 2024 contre 20 % en 2023. A l'inverse, les périodes de faible production éolienne en hiver ont provoqué des pics de prix, notamment en Allemagne, mais se répercutant aussi, avec une moindre ampleur, en France.

Au cours de l'année 2024, les prix à terme de l'électricité en France ont été orientés à la baisse. Le prix du produit calendaire français Y+1 base s'est établi en moyenne à 76,6 €/MWh, soit plus de deux fois inférieure à la moyenne de 162,6 €/MWh en 2023, mais ces prix sont encore élevés par rapport aux années 2014-2019. En début d'année, le prix français est encore influencé par l'évolution du prix du gaz et l'écart de prix entre la France et l'Allemagne est très faible. A partir d'avril, le prix français a commencé à diverger de son équivalent allemand et a enregistré une baisse marquée qui l'a rapproché du niveau de prix espagnol sous l'impulsion de forte disponibilité nucléaire et la pénétration croissante des renouvelables. Durant le reste de l'année le prix a fluctué entre 70 et 80 €/MWh.

Les prix de gros à terme en France ont plus fortement baissé en France que dans les autres pays européens. Pour la première fois depuis 2013, le prix en France pour l'année à venir a été inférieur au prix allemand, avec un écart de l'ordre de 20 €/MWh fin 2024 qui se maintient au premier semestre 2025. Le solde exportateur record de 89 TWh a généré des exportations valorisées à environ 5 milliards d'euros. La liquidité sur les marchés à terme jusqu'à l'année Y+4 a fortement augmenté avec la fin de l'ARENH. Enfin, l'ouverture des marchés de l'équilibrage et la forte variabilité des prix horaires constituent des signaux puissants pour le développement des flexibilités ce court terme : batteries et pilotage de la demande notamment.

Une liquidité en croissance sur les marchés à terme, mais encore faible sur les longues échéances

En 2024, les marchés à terme ont enregistré un record absolu des volumes échangés avec 1434 TWh contre 673 TWh en 2023, soit une hausse de 118 %. La fin de l'ARENH à partir de 2026 amène les fournisseurs et les consommateurs à s'approvisionner entièrement sur le marché à cette échéance, tandis qu'EDF doit vendre toute sa production excédentaire. Les maturités qui ont connu la hausse la plus significative sont les maturités annuelles, trimestrielles et mensuelles.

Les volumes sont en augmentation sur tous les types de contrats à livraison physique ou financière. Pendant la crise, le marché s'était fortement orienté vers les produits à règlement financier et compensation centralisée pour atténuer les risques de contrepartie. En 2024, les produits à livraison physique semblent susciter de nouveau de l'intérêt, les volumes restent néanmoins inférieurs à ceux de 2021. Sur les maturités lointaines, l'activité s'est fortement développée sur les échéances Y+3 et Y+4 avec 5 fois plus de volumes échangés en 2024 par rapport à 2023. En revanche, l'activité reste très faible sur l'échéance Y+5. Par ailleurs, avec la fin de l'ARENH, le total des positions pour le produit calendaire 2026 représente déjà un volume considérable.

Des marchés d'équilibrage en mutation vers une plus grande intégration européenne, et une refonte du mécanisme de capacité

L'équilibrage du système électrique a poursuivi en 2024 son évolution vers des mécanismes de marché, avec le démarrage en juin 2024 de l'appel d'offres de capacité de réserve secondaire selon un ordre de préséance économique, complétant le marché d'activation d'énergie ouvert en novembre 2023. Les marchés de la réserve secondaire, dans leur phase de démarrage, présentent des prix et une volatilité élevés, adressant un signal fort au développement des moyens les plus efficaces de fourniture de ces services (batteries, pilotage de la demande), ce qui libèrera les moyens de production classiques pour valoriser la totalité de leur capacité pour le marché de l'énergie.

Les marchés de l'équilibrage poursuivent également leur intégration au niveau européen, avec la connexion de RTE à la plateforme européenne d'activation de réserve secondaire Picasso en avril 2025, et à la plateforme européenne d'activation de réserve tertiaire Mari prévue à 2026.

Les prix des enchères du mécanisme de capacité menées en 2024 pour l'année de livraison 2025 ont reflété une nouvelle amélioration des marges sur le système électrique, atteignant en moyenne 14,7 k€/MW sur l'année 2023, contre 27,1 k€/MW pour l'année de livraison 2024 en 2023. Le prix de la dernière enchère pour l'année de livraison 2025 est tombé à 0 €/MW, ce qui s'explique côté demande par une baisse de la consommation de pointe et, côté offre, par la hausse des garanties de capacité issues des interconnexions régulées.

CHIFFRES CLES

1. Marchés du gaz

Tableau 21 : Fondamentaux du marché du gaz en France (flux commerciaux)

Fondamentaux	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2024/2023	
	2022	2023	2024	En pourcentage	En Valeur
Approvisionnements et débouchés					
Approvisionnement (TWh)	731	634	593	-6%	-41
Déstockage	107	138	156	13%	18
Importations	617	487	425	-13%	-62
<i>Importations terrestres</i>	320	234	215	-8%	-19
<i>Importations GNL</i>	297	253	210	-17%	-43
Production	7	9	12	26%	3
Débouchés (TWh)	731	634	593	-6%	-41
Stockage	145	137	123	-10%	-14
Consommation clients finals	430	381	361	-5%	-20
<i>Clients distribution</i>	253	237	236	0%	-1
<i>Clients directement reliés au réseau de transport</i>	178	145	125	-14%	-20
Exportations	154	112	108	3%	-4
Autres	2	2	2	0%	0
Livraisons au PEG (TWh)	931	949	980	3%	31

Sources : NaTran, Teréga – Analyse : CRE

Tableau 22 : Prix du gaz en France

Prix	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2024/2023	
	2022	2023	2024	En pourcentage	En Valeur
Prix spot (€/MWh)					
PEG day-ahead (moyenne)	98,7	39,9	34,0	-15%	-5,9
Spread PEG/TTF	24,7	1,7	0,3	-80%	-1,3
Prix à terme (€/MWh)					
PEG M+1 (moyenne)	112,7	39,9	34,1	-15%	-5,8
PEG Y+1 (moyenne)	107,3	50,6	36,2	-28%	-14,4
Spread PEG/TTF (Y+1)	6,9	1,7	0,7	-61%	-1,0
Différentiel Summer-ahead/Winter-ahead	-2,3	3,3	1,0	-71%	-2,4

Source : EEX – Analyse : CRE

Tableau 23 : Négoce du gaz en France

Négoce	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2024/2023	
	2022	2023	2024	En pourcentage	En Valeur
Echanges au PEG (TWh)	1 785	2 002	1 994	0%	-8
En % de la consommation nationale	415%	524%	552%		28pp
Volumes échangés sur le marché français					
Marché spot (TWh)	342	398	352	-11%	-46
Within-day	57	65	47	-28%	-18
Day Ahead	200	236	217	-8%	-20
Bourses (DA, WD, WE, autres spot)	297	335	282	-16%	-53
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	32	36	33	-8%	-3
Bilatéral (DA, WD, WE, autres spot)	13	27	38	40%	11
Marché à terme (TWh)	1 443	1 604	1 641	2%	38
M+1	304	356	369	4%	13
Q+1	137	150	146	-3%	-4
S+1	204	208	179	-14%	-29
Y+1	32	41	50	22%	9
Bourses (toutes échéances)	63	77	78	1%	0
Brokers (toutes échéances)	1 004	1 184	1 183	0%	-1
Bilatéral (toutes échéances)	376	343	380	11%	38
Nombre de transactions sur le marché français					
Marché spot (en milliers)	247,9	273,0	240,5	-12%	-32,5
Within-day	52,8	56,8	50,7	-11%	-6,1
Day Ahead	159,5	174,8	150,9	-14%	-23,9
Bourses (DA, WD, WE, autres spot)	238,1	259,8	227,9	-12%	-31,9
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	7,9	10,8	9,0	-17%	-1,9
Bilatéral (DA, WD, WE, autres spot)	1,9	2,4	3,7	54%	1,3
Marché à terme (en milliers)	24,6	33,4	33,2	-1%	-0,2
M+1	7,7	7,8	8,8	12%	1,0
Q+1	1,5	1,7	1,6	-4%	-0,1
S+1	1,1	1,5	1,2	-21%	-0,3
Y+1	0,6	0,7	0,7	-10%	-0,1
Bourses (toutes échéances)	5,7	5,6	6,6	18%	1,0
Brokers (toutes échéances)	12,7	15,8	14,4	-9%	-1,4
Bilatéral (toutes échéances)	6,2	12,1	12,2	1%	0,2

Source : données REMIT – Analyse : CRE

2. Marchés de l'électricité

Tableau 24: Capacités de production installées en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2024 / 2023	
	2022	2023	2024	En pourcentage	En valeur
Parc installé (GW)	143.8	149.1	155.6	4.3%	6.5
Nucléaire	61.4	61.4	61.4	0%	0
Hydraulique	25.7	25.7	25.7	0%	0
Thermique à combustible fossile	17.5	17.5	17.5	0%	0
Charbon	1.8	1.8	1.8	0%	0.0
Fioul	3.1	3.1	3.1	0%	0
Gaz	12.6	12.6	12.6	0%	0.0
Renouvelables (hors hydraulique)	39.2	44.5	51.0	15%	6.5
Eolien	21.2	23.3	24.4	5%	1.1
Photovoltaïque	15.8	19.0	24.3	28%	5.3
Bioénergie	2.2	2.2	2.3	5%	0.1

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 25 : Production des différentes filières technologiques en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2024 / 2023	
	2022	2023	2024	En pourcentage	En valeur
Production (TWh)	439.6	482.6	539.0	11.7%	56.4
Nucléaire	278.3	320.4	361.7	13%	41.3
Hydraulique	49.3	56.1	75.1	34%	19.0
Thermique à combustible fossile	47.4	30.5	20.1	-34%	-10.4
Charbon	2.9	0.9	0.7	-17%	-0.2
Fioul	1.6	1.7	1.8	9%	0.1
Gaz	42.9	27.9	17.5	-37%	-10.4
Renouvelables (hors hydraulique)	64.7	75.6	82.1	9%	6.5
Eolien	38.0	47.9	46.8	-2%	-1.1
Photovoltaïque	18.4	21.5	24.8	15%	3.3
Bioénergie	8.3	6.2	10.5	69%	4.3
Consommation Brutes dont Pertes (TWh)	453.4	437.4	440.6	1%	3.2

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 26 : Importations et exportations en France

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2024 / 2023	
	2022	2023	2024	En pourcentage	En valeur
Importations (TWh)	72.9	43.3	25.5	-41.1%	-17.8
Importations pointe (TWh)	26.2	15.9	9.0	-43.4%	-6.9
Importations hors-pointe (TWh)	46.7	27.4	16.5	-39.8%	-10.9
Exportations (TWh)	56.4	93.6	114.6	22.4%	21.0
Exportations pointe (TWh)	18.4	32.1	40.2	25.2%	8.1
Exportations hors-pointe (TWh)	37.9	61.5	74.4	21.0%	12.9
Solde exportateur (TWh)	-16.5	50.3	89.1	77.1%	38.8

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 27 : Solde aux frontières

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2024 / 2023	
	2022	2023	2024	En pourcentage	En valeur
Solde aux frontières (TWh)					
CWE	-27.4	2.5	27.2	988.0%	24.7
Italie	17.9	20.0	22.3	11.5%	2.3
Espagne	-9.1	-1.9	2.8	-245.3%	4.7
Suisse	12.1	16.4	16.7	1.8%	0.3
Grande-Bretagne	-9.9	13.3	20.1	51.1%	6.8
Total (TWh)	-16.5	50.3	89.1	77.1%	38.8

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 28 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2024 / 2023	
	2022	2023	2024	En pourcentage	En valeur
Injections, en TWh	510	516	542	5.0%	26
Production Hors ARENH, en TWh	309	345	392	14%	-47
ARENH, en TWh	128	129	125	-3%	-4
Imports, en TWh	73	42	25	-40%	-17
Soutirages, en TWh	510	516	542	5.0%	26
Consommation clients finals, en TWh	411	383	385	1%	2
Pompage, en TWh	7	6	8	33%	2
Exports, en TWh	56	93	114	23%	21
Pertes, en TWh	36	34	35	3%	1

Source : RTE – Analyse : CRE

Tableau 29 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2024/2023	
	2022	2023	2024	En pourcentage	En valeur
Prix de marché court-terme					
Prix Intraday France €/MWh	276,3	98,4	57,8	-41%	-40,6
Prix Day-Ahead France €/MWh	275,8	96,9	57,7	-40%	-39,2
Prix Day-Ahead Pointe France €/MWh	317,1	109,6	64,2	-41%	-45,4
Spread Base Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	40,4	1,7	-21,9	-1388%	-23,6
Spread Pointe Day-Ahead France-Allemagne €/MWh	49,7	3,4	-24,0	-806%	-27,4
Taux de convergence Day-Ahead France-Allemagne %	34%	29%	14%	-52%	-0,2
Prix des marchés à terme					
Prix M+1 France €/MWh	394,4	108,9	61,4	-44%	-47,5
Spread M+1 France-Allemagne €/MWh	109,6	4,9	-17,3	-453%	-22,2
Prix Q+1 France €/MWh	539,6	128,2	72,7	-43%	-55,5
Spread Q+1 France-Allemagne €/MWh	203,0	11,3	-10,4	-192%	-21,7
Prix Y+1 France €/MWh	367,7	162,7	76,7	-53%	-86,0
Spread Y+1 France-Allemagne €/MWh	69,3	25,9	-12,0	-146%	-37,9

Sources : Argus, EEX, EPEX SPOT, Nord Pool – Analyse : CRE

Tableau 30 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité

	Valeurs annuelles			Variation annuelle 2024/2023	
	2022	2023	2024	En pourcentage	En valeur
Marché Intra-journalier - TWh					
Achat	12,9	20,4	22,1	8%	1,7
Vente	13,2	19,0	21,4	13%	2,4
Marché Spot - TWh					
Achat	122,4	117,6	148,1	26%	30,6
Vente	119,6	117,8	144,4	23%	26,6
Marchés à terme					
Volumes TWh	568,6	673,6	1 434,8	113%	761
Bourse (financier)	108,6	178,7	471,1	164%	29242%
Courtiers (financier)	294,5	411,9	807,1	96%	39526%
Courtiers (physique)	132,8	59,9	131,2	119%	7124%
Enchère EDF OA (physique)	32,7	23,1	25,4	10%	2
Produit Y+1					
Volumes TWh	60,1	123,2	226,1	83%	102,9
Produit Q+1					
Volumes TWh	72,2	82,1	168,4	105%	86,4
Produit M+1					
Volumes TWh	127,3	106,0	253,3	139%	147,3

Sources : données REMIT – Analyse : CRE

Tableau 31 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité en France

	HHI - Concentration de marché	
	2023	2024
Livraison		
Marchés à terme (Physique) - achats	1180	681
Marchés à terme (Physique) - ventes	1113	2575
Marchés à terme (Financier) - achats	615	404
Marchés à terme (Financier) - ventes	662	1410
EPEX day-ahead - achats	848	665
EPEX day-ahead - ventes	2638	4080
Injections		
Production	6252	6820

Sources : données RTE, REMIT – Analyse : CRE

Index des illustrations

<i>Figure 1 : Cas d'analyse ouverts par type de manquement et source de détection</i>	16
<i>Figure 2 : Signalements externes par source de la détection</i>	18
<i>Figure 3 : Nombres d'ordres et de transactions traités mensuellement par la CRE au travers de la collecte de données REMIT (contrats standard « Table 1 », tous marchés confondus, électricité et gaz naturel)</i>	26
<i>Figure 4 : Prix month-ahead mondiaux du gaz</i>	30
<i>Figure 5 : Prix day-ahead et year-ahead du gaz au TTF</i>	30
<i>Figure 6 : Approvisionnements et débouchés dans le système gazier français en 2024 [2023] (flux commerciaux)</i>	31
<i>Figure 7 : Equilibre mensuel du système français en 2023 et 2024 (flux commerciaux)</i>	32
<i>Figure 8 : Consommation journalière des centrales de production électrique au gaz reliées au réseau de transport en France</i>	33
<i>Figure 9 : Consommation journalière totale de gaz naturel en France</i>	34
<i>Figure 10 : Utilisation des interconnexions et terminaux méthaniers (flux commerciaux) [TWh]</i>	36
<i>Figure 11 : Emissions des terminaux méthaniers français</i>	37
<i>Figure 12 : Utilisation des terminaux méthaniers par rapport aux capacités de regazéification</i>	37
<i>Figure 13 : Niveau des stockages en France</i>	38
<i>Figure 14 : Entrées au PIR Dunkerque et recours au spread localisé</i>	40
<i>Figure 15 : Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)</i>	41
<i>Figure 16 : Prix à terme au PEG</i>	41
<i>Figure 17 : Volatilité du produit calendaire Y+1 au PEG</i>	43
<i>Figure 18 : Volumes échangés au PEG sur le marché spot</i>	43
<i>Figure 19 : Volumes échangés au PEG sur le marché à terme</i>	44
<i>Figure 20 : Volumes échangés au PEG par produit</i>	45
<i>Figure 21 : Spread été hiver au PEG</i>	46
<i>Figure 22: Bilan des injections et soutirages des responsables d'équilibre en 2024 [2023] (TWh)</i>	50
<i>Figure 23: Equilibre mensuel du système électrique français 2023 et 2024 (flux physiques)</i>	51
<i>Figure 24 : Consommation en France (moyenne hebdomadaire)</i>	52
<i>Figure 25: Production annuelle d'électricité par source d'énergie (TWh)</i>	53
<i>Figure 26 : Production journalière moyenne lissée du parc nucléaire français</i>	54
<i>Figure 27 : Capacité maximale et production effective du parc nucléaire français</i>	55
<i>Figure 28 : Disponibilité journalière moyenne lissée du parc nucléaire français</i>	56
<i>Figure 29 : Production horaire du parc nucléaire français normalisée par rapport à la production saisonnière moyenne, de 2015 à 2024</i>	57
<i>Figure 30 : Taux d'utilisation (axe à gauche) et puissance (axe à droite) énergie hydraulique, moyenne glissante sur 15 jours</i>	58
<i>Figure 31 : Evolution hebdomadaire du stock hydraulique (GWh)</i>	58
<i>Figure 32 : Comparaison du développement des parcs solaire et éolien terrestre au regard des</i>	

<i>objectifs de la PPE 2019-2028</i>	60
<i>Figure 33 : Production annuelle des filières renouvelables (hors hydraulique)</i>	61
<i>Figure 34 : Volumes trimestriels commercialement échangés aux frontières par pays</i>	62
<i>Figure 35 : Evolution des prix journaliers en France mis en perspective avec les prix des années précédentes (moyenne hebdomadaire)</i>	63
<i>Figure 36 : Moyenne et extrema des prix horaires journaliers en France en 2024</i>	64
<i>Figure 37 : Prix journaliers moyens en France de l'année 2024 par heure, par mois et par jour de la semaine (heures en ordonnées et jours de la semaine / mois en abscisse)</i>	65
<i>Figure 38 : Moyennes mensuelles et annuelles des écarts constatés entre les extrema des prix day-ahead et les extrema des prix infrajournaliers</i>	67
<i>Figure 39 : Distribution des prix horaires quasi-nuls, nuls et négatifs en France en 2023 et 2024</i>	68
<i>Figure 40 : Marginalité des différentes filières de production en 2023 et 2024</i>	71
<i>Figure 41 : Marginalité des différentes filières de production en 2023 et 2024 par mois</i>	72
<i>Figure 42 : Marginalité des différentes frontières en 2023 et 2024 par mois</i>	73
<i>Figure 43 : Proportion des heures où le prix journalier français est supérieur au coût variable de la production à partir de gaz</i>	74
<i>Figure 44 : Ecart des prix spot européens avec le prix spot français en 2024 (prix pays – prix français)</i>	77
<i>Figure 45 : Taux de convergence trimestriel des prix spot français avec ses voisins européens</i>	78
<i>Figure 46 : Prix des produits calendaires Y+1 base en Europe</i>	79
<i>Figure 47 : Volatilité du produit calendaire Y+1 base en France</i>	80
<i>Figure 48 : Historique des produits calendaires français et allemand base en Y+1 (moyenne mensuelle)</i>	81
<i>Figure 49 : Evolution des écarts de prix France-Allemagne des produits base Y+1 à Y+4 depuis le 1^{er} janvier 2023</i>	82
<i>Figure 50 : Corrélation trimestrielle entre les variations journalières du prix M+1 français et les coûts de production d'électricité à partir de gaz en France</i>	83
<i>Figure 51 : Evolution du prix du quota de CO₂</i>	84
<i>Figure 52 : Volumes échangés sur la bourse EEX ou via des courtiers sur les marchés à terme, volumes vendus sur les enchères organisées par EDF pour l'énergie sous obligation d'achat, par trimestre</i>	86
<i>Figure 53 : Volumes échangés sur les marchés de gros par maturité (physique et financier confondu), par trimestre</i>	88
<i>Figure 54 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit français annuel base 2025 (produits à livraison physiques et financiers confondus), depuis le 1^{er} janvier 2023</i>	89
<i>Figure 55 : Evolution de la position des acteurs par catégorie, pour le produit français annuel base 2026 (produits à livraison physiques et financiers confondus), depuis le 1^{er} janvier 2023</i>	90
<i>Figure 56 : Somme trimestrielle des quantités échangées sur les contrats annuels Y+1 à Y+5 base français (en MW)</i>	91
<i>Figure 57 : Prix de contractualisation de la FCR en France et position nette d'échange dans la FCR Coopération (moyenne mensuelle)</i>	96
<i>Figure 58 : Prix journaliers moyens de la capacité de réserve secondaire de l'année 2024 par heure, par mois et par jour de la semaine (heures en ordonnées et jours de la semaine en abscisse)</i>	98

<i>Figure 59 : Prix moyens quotidiens du marché d'activation de réserve secondaire, à la hausse</i>	99
<i>Figure 60 : Prix moyens quotidiens du marché d'activation de réserve secondaire, à la baisse</i>	99
<i>Figure 61 : Marginalité des différentes filières sur le marché d'activation de réserve secondaire à la hausse</i>	100
<i>Figure 62 : Marginalité des différentes filières sur le marché d'activation de réserve secondaire à la baisse</i>	101
<i>Figure 63 : Volumes mensuels d'activation par motif et volume net</i>	102
<i>Figure 64 : Volumes d'ajustements par type d'entité</i>	103
<i>Figure 65 : Volumes activés sur la plateforme TERRE</i>	104
<i>Figure 66 : Prix des enchères de capacité EPEX SPOT</i>	109

Index des tableaux

<i>Tableau 1 : Décisions de sanction en 2024 au niveau européen en lien avec des manquements aux dispositions des articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT</i>	21
<i>Tableau 2 : Evolution de la consommation française de gaz entre 2023 et 2024 [TWh]</i>	33
<i>Tableau 3 : Bilan de l'activation du spread localisé durant l'hiver gazier</i>	39
<i>Tableau 4 : Spreads moyens entre le PEG et les principaux indices européens par an et maturité</i>	42
<i>Tableau 5 : Prix et volumes des enchères de capacités de stockage par campagne et maturité</i>	47
<i>Tableau 6: Consommation brute annuelle d'électricité (TWh)</i>	52
<i>Tableau 7 : Production totale annuelle d'électricité (TWh)</i>	53
<i>Tableau 8 : Evolution de la capacité installée éolienne et solaire</i>	59
<i>Tableau 9 : Evolution de la production éolienne et solaire</i>	59
<i>Tableau 10 : Evolution du solde commercial exportateur de la France</i>	62
<i>Tableau 11 : Prix journaliers en France en moyenne annuelle depuis 2010, valeurs nominales et corrigées de l'inflation</i>	63
<i>Tableau 12 : Prix moyen day-ahead et intrajournalier en France</i>	66
<i>Tableau 13 : Evolution des écarts prix – coûts d'EDF</i>	75
<i>Tableau 14 : Ecart des prix mensuels spot européens avec le prix spot français entre 2020 et 2024 (prix pays – prix français)</i>	76
<i>Tableau 15 : Evolution du prix moyen annuel du contrat calendaire Y+1 base français et allemand depuis 2013</i>	81
<i>Tableau 16 : Réserves d'équilibrage contractualisées par RTE, énergies d'équilibrage activées et coûts associés en 2023</i>	95
<i>Tableau 17 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2025</i>	106
<i>Tableau 18 : Prix d'équilibre et volumes échangés pour les enchères portant sur l'année de livraison 2026</i>	106
<i>Tableau 19 : Niveau de certification des capacités pour l'AL 2024 et l'AL 2025</i>	108
<i>Tableau 20 : Estimation de l'obligation en capacité mise à jour par RTE</i>	108
<i>Tableau 21 : Fondamentaux du marché du gaz en France (flux commerciaux)</i>	111
<i>Tableau 22 : Prix du gaz en France</i>	111
<i>Tableau 23 : Négoce du gaz en France</i>	112
<i>Tableau 24: Capacités de production installées en France</i>	113
<i>Tableau 25 : Production des différentes filières technologiques en France</i>	113
<i>Tableau 26 : Importations et exportations en France</i>	113
<i>Tableau 27 : Solde aux frontières</i>	114
<i>Tableau 28 : Bilans Injections – Soutirages du système électrique français</i>	114
<i>Tableau 29 : Prix spot et à terme du marché français de l'électricité</i>	114
<i>Tableau 30 : Volumes spot et à terme sur le marché français de l'électricité</i>	115
<i>Tableau 31 : Indice de concentration (HHI) des différents segments de marché de gros de l'électricité en France</i>	115