



# **Fonctionnement du système électrique français hiver 2024 / 2025**

**Par François HENIMANN**

**Directeur de l'Observatoire Energie – Climat  
de l'Institut Sapiens**

*Paris, 10 mars 2025*

Cet article décrit la situation du parc de production d'électricité français à l'orée de la période hivernale 2024/2025, et analyse le fonctionnement du système électrique, dans le cadre de son insertion dans le système électrique européen, sous plusieurs angles (équilibre production/consommation, imports/exports et prix spot, émissions de CO2).

**Le système électrique français**, basé essentiellement sur un parc hydraulique et un parc nucléaire ayant recouvré sa fiabilité, ainsi que sur des réseaux performants, **représente un avantage compétitif majeur pour la France, qui est cependant fragilisé par une expansion déraisonnable des productions renouvelables intermittentes** (éolien et solaire), dont le coût exorbitant est largement subventionné sous forme de taxe et de tarif d'utilisation du réseau par la facture des consommateurs.

Sources des données : RTE (ECO2mix)<sup>1</sup>, RTE<sup>2</sup> et electricity maps<sup>3</sup>

## Résumé exécutif :

- En raison du retour à une bonne disponibilité du parc nucléaire, que vient de rejoindre l'EPR de Flamanville, d'une très bonne hydraulité, et d'une consommation qui reste atone, **il y a très peu de risque de pénurie d'électricité cet hiver** : la puissance garantie est de l'ordre de 84 GW, dont 51 GW de nucléaire, 17 GW d'hydraulique et 11 GW de gaz, pour une consommation en pointe de l'ordre de 75 GW.

En cas de vague de froid intense, la puissance appelée pourrait atteindre 95 GW, la France restant dans ce cas dépendante des importations des pays limitrophes, principalement de l'Allemagne, pour y faire face, après activation des mesures d'effacement de consommation contractuelles et « comportementales ».

Lors d'un tel évènement, qui se produit en période anticyclonique sans vent, les productions solaire et éolienne (terrestre et maritime) n'apportent quasiment aucune puissance garantie pour la sécurité d'alimentation.

Lors de la journée de pointe hivernale du 14 janvier, la puissance appelée a atteint 87 GW à 8 h 45, avec une contribution du solaire et de l'éolien de seulement 3 GW, et un flux importateur de 5,4 GW, permettant de ne pas solliciter complètement la production au gaz (7 GW sur 12 GW).

- Cette situation satisfaisante permet à la France de réaliser un flux d'exportation récurrent très important (5 à 10 GW) vers l'Allemagne, l'Italie, la Suisse et la Grande Bretagne, rémunéré à un prix supérieur à celui du marché français, avec un solde commercial quotidien de l'ordre de 15 M€. En 2024, la France a battu son record d'exportation d'électricité avec un solde de 89 TWh, pour une recette de 5 Md€ (prix moyen 56 €/MWh).

La situation se dégrade cependant lors des périodes de faible consommation (température douce et/ou Week End) et de forte production éolienne, vis-à-vis de l'Allemagne et de la Grande-Bretagne, en raison de la forte diminution du prix spot sur ces marchés, qui se répercute sur celui du marché français, comme le montre l'analyse de la journée du dimanche 24 novembre.

- L'analyse des équilibres production / consommation, ainsi que de l'évolution des prix spots et des échanges transfrontaliers révèle une situation ambivalente concernant l'apport des ENR intermittentes, notamment celui de l'éolien :

---

<sup>1</sup> [Eco2mix - Toutes les données de l'électricité en temps réel | RTE](#)

<sup>2</sup> [RTE-synthese-passage-hiver-2024-2025.pdf](#)

<sup>3</sup> <https://app.electricitymaps.com/map/72h>

- ✓ Quand la consommation est élevée et la production éolienne modérée, cet apport est positif.
  - ✓ Quand la consommation est faible et la production éolienne très élevée, cette production surabondante a des conséquences très négatives pour le système électrique français et son économie :
    - en obligeant à diminuer fortement la production du parc nucléaire, ce qui obère sa compétitivité, les coûts étant essentiellement fixes.
    - en faisant chuter le prix spot de l'électricité à un prix très faible, voire négatif, ce qui conduit à rémunérer la production éolienne et solaire massivement avec de l'argent public, et pèse sur la facture des consommateurs au travers de la taxe « accise sur l'électricité ».
- Lors de la journée du 12 décembre, marquée par une consommation élevée, et une production éolienne et solaire particulièrement faible en Europe, les prix spot ont atteint plus de 900 €/MWh en Allemagne et en Europe du Nord, le prix français n'atteignant que 270 €/MWh en pointe, grâce à une marge disponible de production pilotable au gaz.
  - Les émissions de CO<sub>2</sub> du parc français restent très modérées (30 à 70 gCO<sub>2</sub><sub>eq</sub>/kWh), comparées à celles des parcs des pays limitrophes disposant de parcs éoliens et solaires conséquents (Espagne, Allemagne et Grande Bretagne), qui atteignent selon les conditions de 80 à 550 gCO<sub>2</sub><sub>eq</sub>/kWh : en effet, dans ces pays la production d'origine fossile (gaz, et charbon en Allemagne) reste significative, notamment pour pallier les intermittences du solaire et de l'éolien.

En conclusion, la nécessité d'un débat approfondi sur le projet de PPE 3 s'impose avant toute promulgation, comme le demande l'association PNC France dans une lettre ouverte récente au Premier ministre, signée par d'éminentes personnalités.

En effet, cette programmation énergétique impose une diminution drastique de la consommation énergétique irréaliste et incompatible avec toute réindustrialisation de la France, et un développement à marche forcée des énergies éoliennes et solaires ayant de graves conséquences potentielles sur la stabilité du système électrique, et sur la facture d'électricité des français, en raison des garanties de prix déraisonnables qui sont octroyées pour permettre ce développement, et des investissements massifs à réaliser sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité (doublement du rythme historique, avec un montant prévu de près de 200 Md€ d'ici 2040).

## A - Situation du parc de production fin 2024

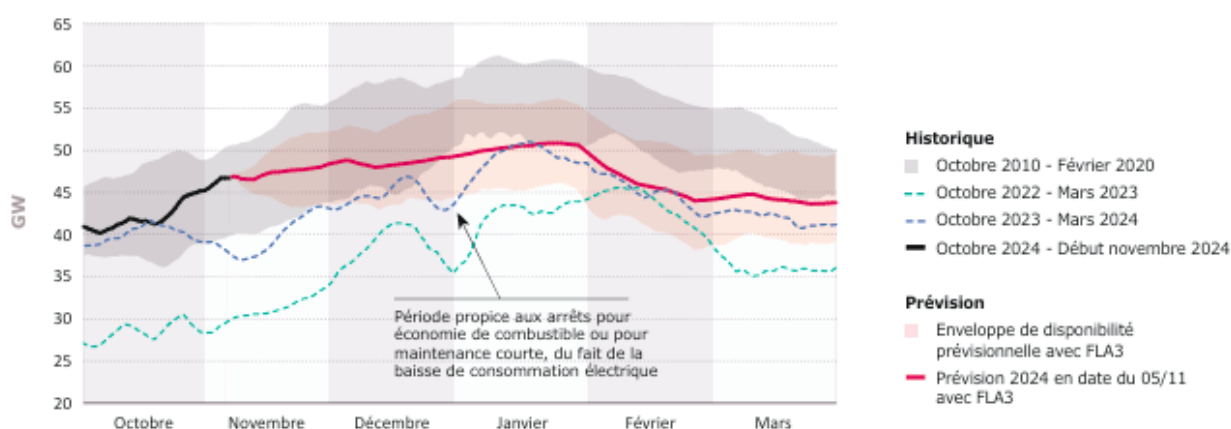
### Nucléaire

Après réparation des réacteurs concerné par le défaut de corrosion sous contrainte apparu fin 2021, 47 tranches sur 56 sont en production, pour une capacité maximale de l'ordre de 49 GW (sur 61,4 GW de puissance installée), qui devrait atteindre 51 GW en janvier prochain.

L'EPR Flamanville 3 produit depuis le 21 décembre avec une puissance réduite de 400 MW (25 %), augmentant progressivement.

La puissance disponible est supérieure à celle de 2023, et très nettement supérieure à celle de 2022, tout en restant inférieure à celle de la décennie 2010 - 2020 (avec Fessenheim) :

**Figure 3** Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire (avec l'EPR) sur le prochain hiver, au 5 novembre 2024<sup>6</sup>



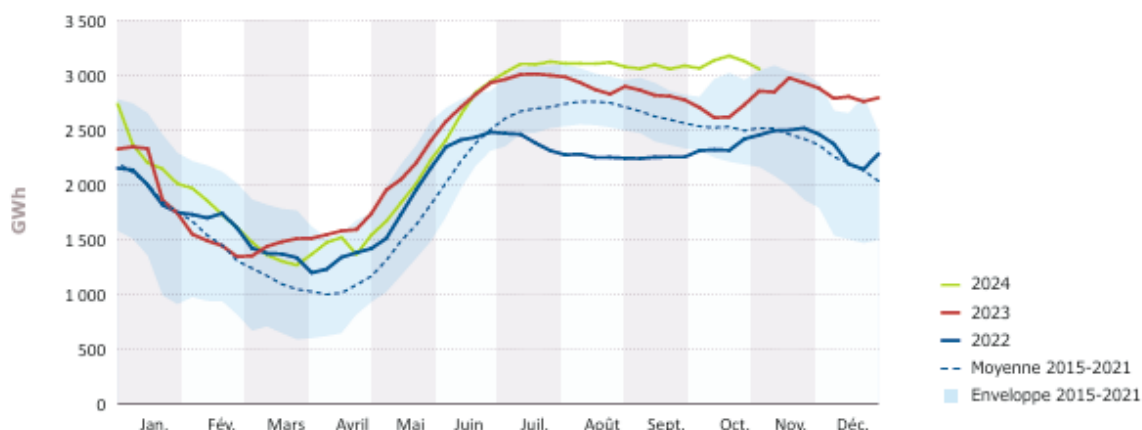
### Hydraulique

La puissance installée est de 25,7 GW, dont 5 GW de barrages équipés de turbines réversibles (Stations de Transfert d'Énergie par pompage - STEP), permettant le stockage de l'électricité excédentaire : 4 installations dans les Alpes (3,4 GW) et 2 dans l'Aveyron et dans les Ardennes (1,6 GW).

La production hydraulique est composée d'une part de production au fil de l'eau (notamment barrages sur le Rhône de la CNR, filiale d'ENGIE), représentant un ruban de production permanent d'une puissance moyenne de 4,8 GW (très partiellement modulable), et de barrages sollicités pour contribuer à l'équilibre production / consommation.

La puissance mobilisable en pointe est de l'ordre de 17 GW, et le remplissage des barrages optimum, en raison d'une très forte pluviométrie depuis 1 an, la production en 2024 devant approcher le record de 75,5 TWh (2013) :

**Figure 4** Évolution du stock hydraulique («énergie de tête»)



### Bioénergies (biogaz et biomasse) et déchets

La puissance installée est de 2,3 GW, et la puissance délivrée quasiment constante dans une fourchette de 800 à 900 MW.

### Thermique fossile

La capacité installée représente une puissance de 6,7 GW pour les cycles combinés à gaz (CCG) et 1,8 GW pour les centrales à charbon (Cordemais et St Avold), qui fonctionnent essentiellement en hiver, avec un nombre d'heures plafonné par décret (700 heures en 2025).

A cela s'ajoute la capacité installée de 4,9 GW de cogénération d'électricité et de chaleur au gaz, qui est mobilisée en fonction des besoins locaux de chauffage.

Les turbines de combustion (TAC) ont pour rôle de faire face de façon instantanée à un aléa et/ou à une pointe de production extrême en hiver. Leur puissance installée est de 2 GW (0,6 GW au gaz et 1,4 GW au fioul).

Les stocks de gaz sont quasiment remplis à 100 % (135 TWh) au début de l'hiver.

### Eolien

La puissance installée est d'environ 22,5 GW pour l'éolien terrestre (+ 1 GW en un an), et 1,5 GW éolien en mer (parcs de St Nazaire, Saint Briec et Fecamp).

La production éolienne est très variable, avec un facteur de charge observé qui varie de 2 % à 75 % en fonction de la météo, et la puissance garantie est minimale, même pour l'éolien maritime : moins de 1 GW au total en conditions anticycloniques, caractéristiques des périodes de froid intense.

### Solaire photovoltaïque

La puissance installée est d'environ 22,5 GW (+ 4 GW en un an). Les heures de production sont prévisibles en fonction des saisons, avec une courbe en forme de « cloche », dont l'amplitude maximum à l'heure méridienne varie en période hivernale de 3 à 9 GW selon la météo.

Cette production solaire n'apporte aucune contribution lors de la pointe de consommation de début de soirée, qui, en hiver, est en général la plus contraignante.

En synthèse, le **parc de production français d'électricité** présente les caractéristiques suivantes pour l'hiver 2024 – 2025 :

<b>En GW (1.000 MW)</b>	<b>Puissance installée</b>	<b>Puissance mobilisable en pointe (*)</b>	<b>Commentaires</b>
<b>Nucléaire</b>	<b>63</b>	<b>51</b>	Y compris EPR Flamanville 3
<b>Hydraulique</b>	<b>25,7</b>	<b>17</b>	Dont 3 - 6 GW au fil de l'eau et environ 12 GW pilotables de façon réactive (barrages) dont 5 GW capacité de stockage (STEP)
<b>Bioénergies</b>	<b>2,3</b>	<b>1</b>	
<b>Eolien</b>	<b>24</b>	<b>1</b>	
<b>Solaire</b>	<b>22,5</b>	<b>0</b>	
<b>s/total bas carbone</b>	<b>137,5</b>	<b>70</b>	
<b>Gaz (CCG)</b>	<b>12,2</b>	<b>11</b>	Dont 6,7 GW CCG, 0,6 GW TAC et 4,9 GW cogénération TAC
<b>Fioul</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	
<b>Charbon</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	
<b>s/total fossile</b>	<b>15,4</b>	<b>14,2</b>	
<b>Total</b>	<b>152,9</b>	<b>84,2</b>	

(\*) évaluation de la puissance disponible garantie lors de la pointe de 19 h, quelles que soient les conditions météo.

### **Interconnexions aux frontières**

La France dispose de 37 interconnexions avec ses pays voisins (y compris la Grande Bretagne), pour une capacité maximale dépassant 21 GW : environ 8 GW avec l'Allemagne et la Belgique, 2,4 GW avec la Suisse, 3,8 GW avec l'Italie, 3,2 GW avec l'Espagne et 4 GW avec la Grande Bretagne (UK).

Durant l'année 2024, ces interconnexions ont été fortement sollicitées en raison d'un fort excédent de production en France, avec un prix spot inférieur ou égal à celui de nos voisins, conduisant à un record d'exportation de 43 TWh au premier semestre, et un record de 89 TWh pour l'année entière, pour des recettes de 5 Md€ (prix moyen de 56 €/MWh). Au mois de mai, la puissance transitée a dépassé à plusieurs reprises 19 GW, intégralement dans le sens export.

Cette capacité d'interconnexion permet à la France lors des pointes hivernales de faire appel à ses voisins ayant conservé des capacités de production thermique excédentaires, en dehors de l'Espagne, qui exporte vers nous essentiellement de l'électricité d'origine solaire et éolienne.

La capacité d'importation lors des pointes hivernales est de l'ordre de 15 GW, bien que la capacité thermique dans les autres pays européens soit en légère baisse : fermetures de centrales au charbon ou au lignite en Allemagne et des dernières centrales au charbon en UK, en partie compensées par la mise en service de

nouvelles centrales au gaz, comme en Italie. RTE prévoit un scénario de repli à 7 GW lors des périodes de forte tension chez nos voisins

Au total, pour faire face à une vague de froid intense cet hiver, le système électrique français pourrait fournir une puissance garantie de l'ordre de 84 GW, à laquelle s'ajouterait en cas de nécessité des flexibilités contractualisées (effacements) à hauteur de 3,6 GW, et des flexibilités « comportementales » induites par le dispositif d'information auprès du grand public Ecowatt (« la météo de l'électricité »), les contrats TEMPO, ainsi que la possibilité de recourir à une baisse de tension de 5 %, avant tout recours à des délestages.

**Au total, en prenant en compte une capacité d'importation de 7 à 15 GW, le système électrique est prêt à faire face à un appel de puissance lors d'une vague de froid très intense, associée à un vent très faible, de l'ordre de 97 à 105 GW. Cela conduit RTE à conclure que le risque de déséquilibre entre offre et demande est faible pour cet hiver.** Pour mémoire, le record d'appel de puissance datant de février 2012 est de 102 GW.

## B – Analyse du fonctionnement du système électrique

### B1 – Consommation d'électricité

La consommation d'électricité a subi une baisse depuis la période de crise 2020 à 2022, qui a atteint - 8% en 2023, et semble marquer un palier. Il est donc peu probable que l'appel de puissance à la pointe dépasse 95 GW, même avec des conditions météo très sévères (pour mémoire, la thermosensibilité de la consommation est de l'ordre de 2 GW / °C, la température moyenne lors de la pointe de 2012 était de 8 °C en-dessous de la normale).

La consommation d'électricité **lors du premier épisode neigeux de cet automne survenu le jeudi 21 novembre**, avec une température de l'ordre de 0 °C sur toute la partie Nord et Est du pays, est représentée dans la figure 1 ci-dessous (tous les diagrammes sont issus de l'application RTE CO2 mix).

Elle est caractérisée par deux pointes de consommation : l'une méridienne vers 13 h, qui a atteint près de 72 GW, et une pointe en début de soirée vers 19 h, légèrement moins élevée. La consommation au cœur de la nuit (4 h du matin) étant de 53 GW.

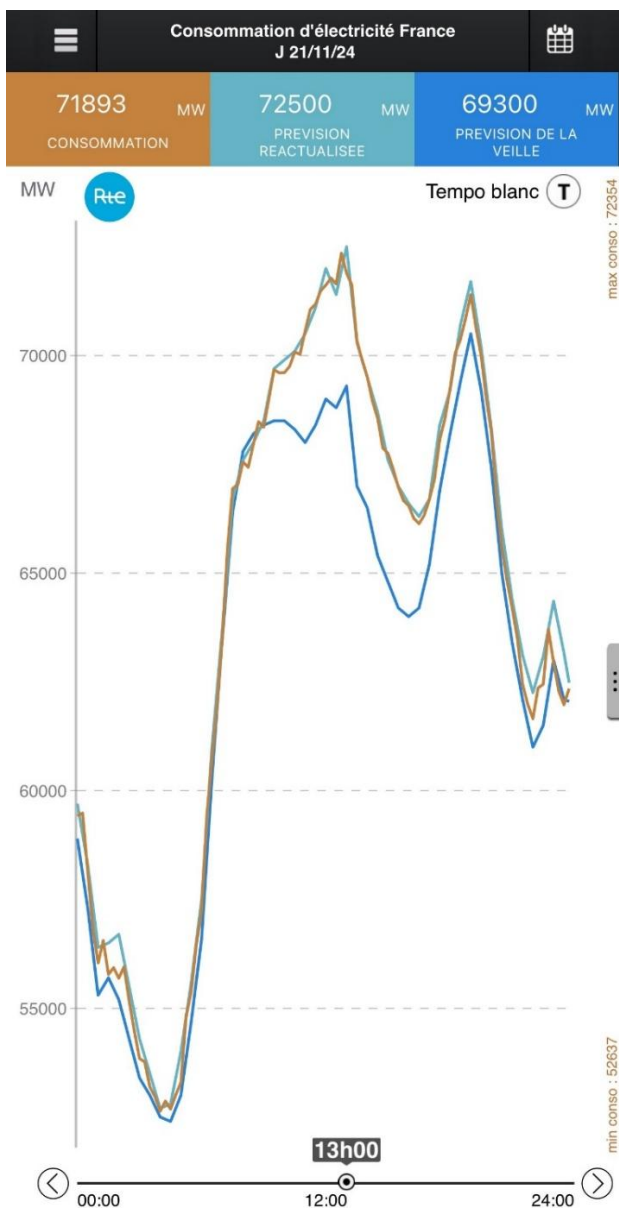


Figure 1



## B2 – Analyse de la journée du jeudi 21 novembre 2024

### Equilibre production / consommation

Face à la demande domestique, ainsi qu'à une forte sollicitation à l'exportation vers les pays limitrophes (à l'exception de la péninsule ibérique, voir paragraphe suivant), la production d'électricité s'est établie de la façon suivante, sur 3 composantes (voir figure 2) :

- Une base constante de l'ordre de 58 GW (nucléaire, hydraulique au fil de l'eau, bioénergies, cogénération gaz, et charbon)
- Une composante variable « fatale » (avec priorité d'injection) de 3,8 à 11,1 GW (éolien et solaire)
- Une composante pilotée de 0 à 12,3 GW (CCG gaz, hydraulique de barrage et TAC fioul), plus un stockage STEP épousant le creux de consommation inférieur à 55 GW de 1 h à 6 h du matin (maximum 3 GW).

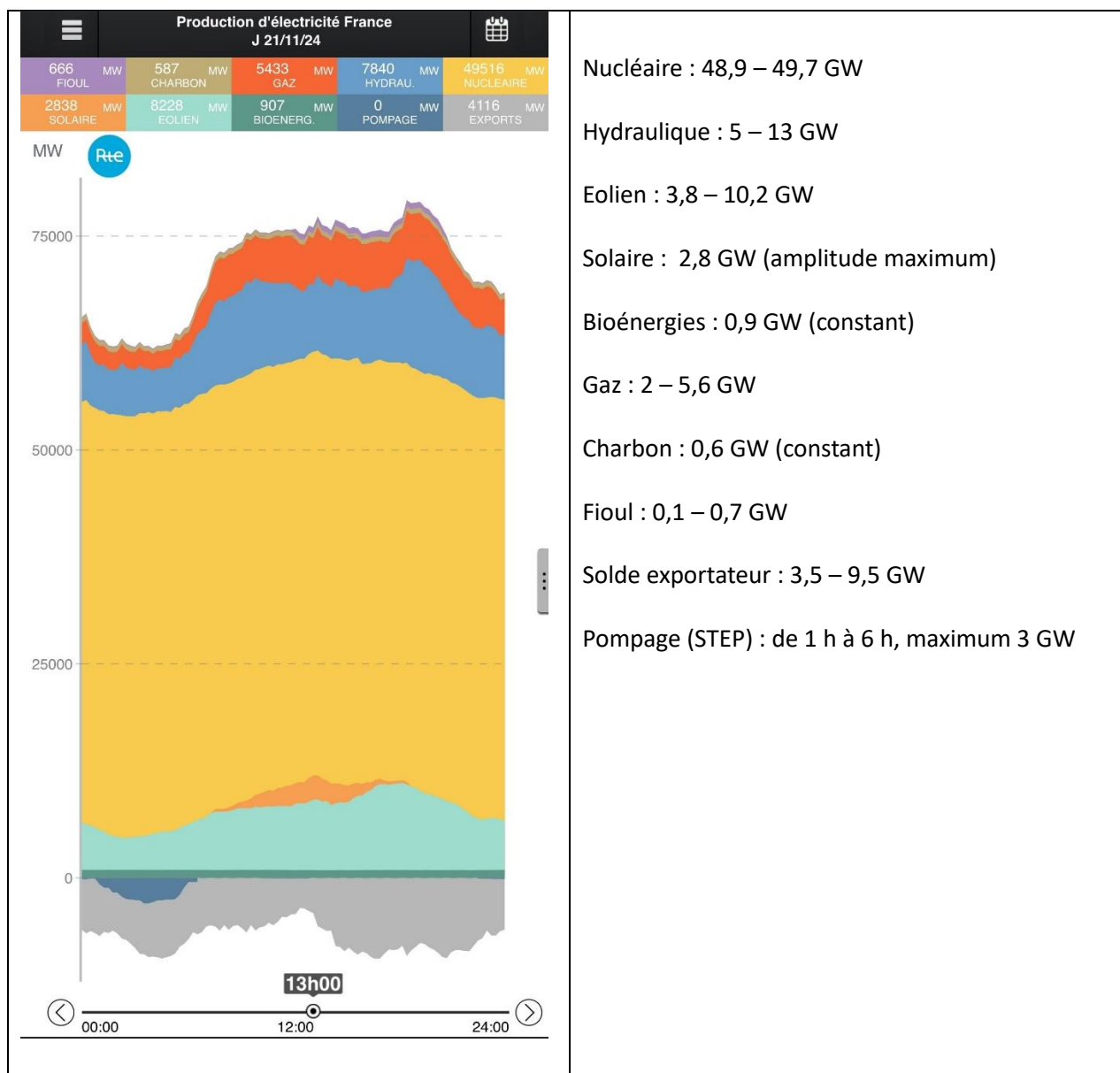


Figure 2

## Prix spot et des échanges transfrontaliers

Les prix spots et les échanges aux frontières sont représentés dans les diagrammes de la figure 3.

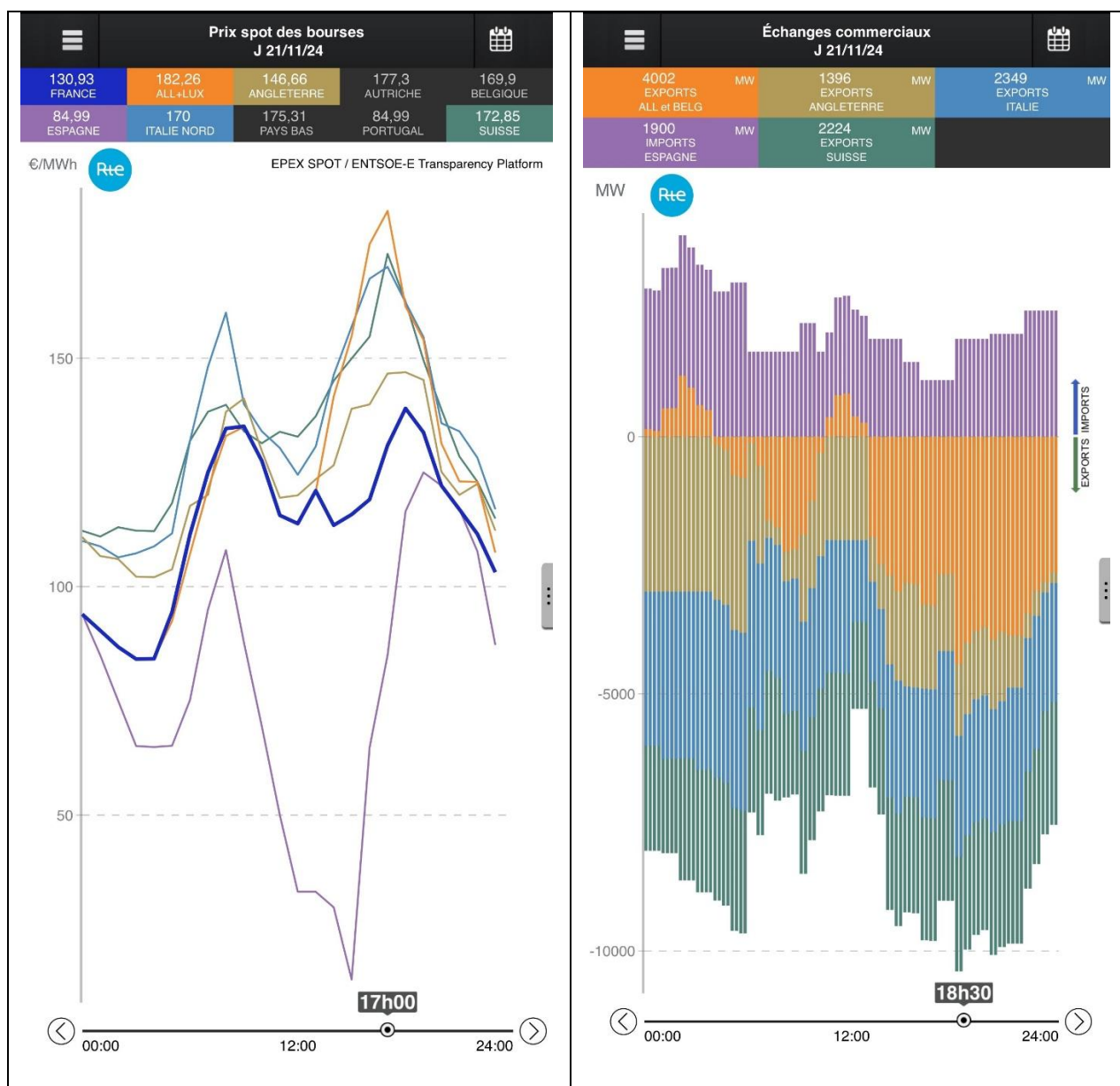


Figure 3

### Prix spot marché français (courbe bleu foncé) :

La centrale charbon de St Avold a été utilisée (celle de Cordemais étant indisponible en raison d'un mouvement social), et a formé le prix marginal de production entre minuit et 6h du matin (80 - 100 €/MWh). Ensuite le prix spot a été formé par les cycles combinés gaz ou les TAC fioul lors de la pointe du soir (110 - 140 €/MWh)

### Prix spots marchés pays limitrophes :

Le prix allemand (et belge) a été égal ou légèrement inférieur au prix français dans la matinée, puis supérieur au prix français dans l'après-midi, avec une pointe à plus de 180 €/MWh. En conséquence, les échanges avec l'Allemagne ont été équilibrés dans la matinée, et fortement exportateurs à partir de 13 h (3 à 4 GW).

Les prix sur les marchés anglais, italien et suisse ont été supérieurs au prix français, générant un flux exportateur important tout au long de la journée (5 à 9 GW).

Le prix espagnol a été nettement inférieur au prix français, en raison d'une production éolienne surabondante (55 % de la production quotidienne d'électricité avec 18,2 GW en moyenne), avec un minimum de 14 €/MWh à 15 h, d'où un flux importateur significatif (1,5 à 2,5 GW).

En termes d'émissions de CO<sub>2</sub>, le tableau ci-dessous confirme que l'intensité carbone de la production d'électricité est directement liée au % de production fossile (avec une charge spécifique pour le charbon) :

Emissions de CO <sub>2</sub> le 21 novembre 2024	France	Espagne	UK	Allemagne
<b>Emissions en gCO<sub>2</sub>eq/kWh</b>	<b>55</b>	<b>99</b>	<b>218</b>	<b>419</b>
% production éolien et solaire	10,3 %	60,2 %	35,5 %	35,8 %
% de production fossile	7 %	14,5 %	36,7 %	43 %

La France est largement plus performante que ses voisins, qui compensent les variations de production ENR intermittentes essentiellement par de la production d'origine gaz et charbon (pour l'Allemagne), ce qui a été massivement le cas pour l'Allemagne et la Grande Bretagne lors de cette journée.

Ces deux pays, ainsi que la Suisse et l'Italie, ont pourtant largement bénéficié de l'électricité bas carbone importée depuis la France pour limiter leur production d'origine fossile et leurs émissions.

La performance française résulte avant tout de la bonne disponibilité du parc nucléaire et du parc hydraulique, qui ont fourni une électricité très décarbonée à hauteur de 77 %.

Au total, la balance commerciale française pour cette première journée hivernale s'est avérée très positive, avec un volume importé de l'ordre de 50 GWh en provenance d'Espagne à un prix moyen de l'ordre de 75 €/MWh (soit environ 4 M€), et un volume exporté de l'ordre de 180 GWh à un prix moyen de l'ordre de 140 €/MWh (soit environ 25 M€), nettement supérieur au coût moyen de production du parc français.

Dans la configuration de cette journée, les productions éoliennes et solaire (françaises et espagnoles) ont apporté une contribution positive, la production française de la journée étant du même ordre de grandeur que le solde exportateur net.

En termes de subvention avec de l'argent public, les parcs éoliens terrestre et solaires récents n'ont rien coûté lors de cette journée, ce qui n'est pas le cas des 3 parcs éoliens maritime en service (prix garantis de 165 à 195 €/MWh), et des installations solaires antérieures au moratoire de 2011 (prix garanti avec obligation d'achat en moyenne de 500 €/MWh pour 3,8 GW et 4,3 TWh par an).

### **B3 - Analyse de la journée du dimanche 24 novembre 2024**

**Après l'épisode neigeux du jeudi, s'est produit un redoux notable avec une température moyenne supérieure à 15 °C sur l'ensemble du pays, qui a radicalement changé la configuration de l'équilibre production / consommation le dimanche 24 novembre, ce qui est intéressant à analyser :**

## Consommation (Figure 4) :

L'appel de puissance lors des 2 pointes de 13 h et de 19 h est revenu de 72 à 55 GW, surprenant même RTE, qui avait prévu 58 GW à 13 h. La puissance appelée nocturne est descendue jusqu'à 45 GW.

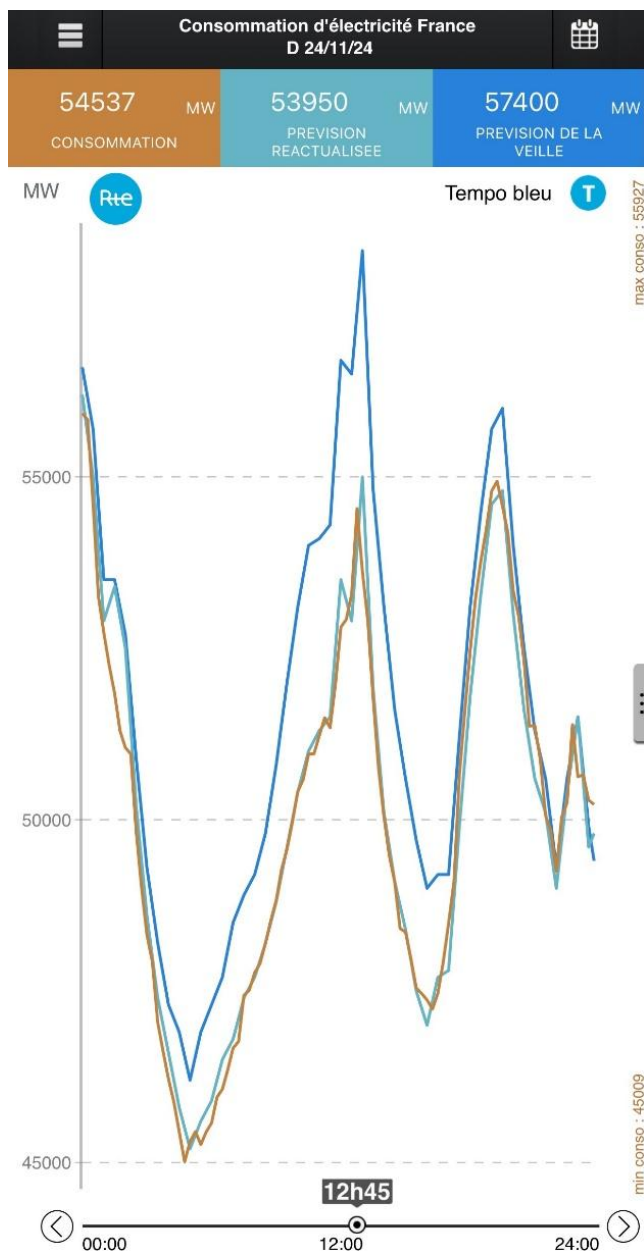


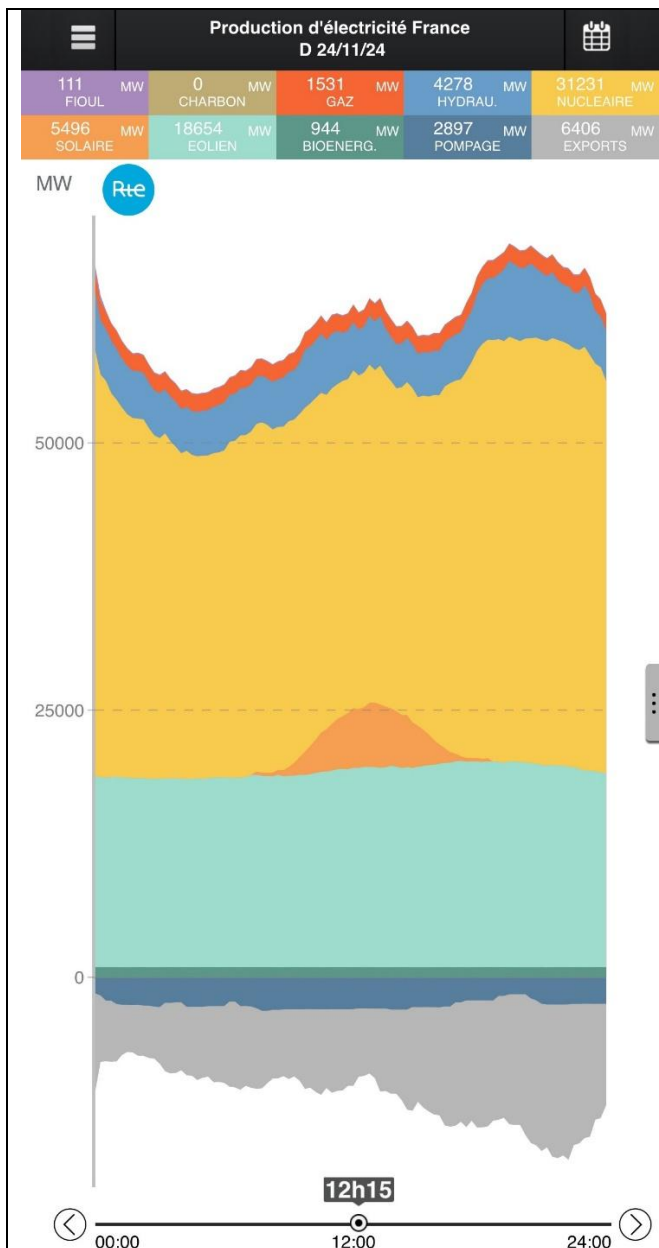
Figure 4

## Equilibre production / consommation :

Face à cette demande domestique en forte diminution, ainsi qu'à une sollicitation à l'exportation vers les pays limitrophes qui reste élevée, la production d'électricité s'est établie de la façon suivante, sur 3 composantes (voir figure 5) :

- Une base constante réduite de l'ordre de 6,5 GW (hydraulique au fil de l'eau, bioénergies, cogénération gaz)
- Une composante variable « fatale » (avec priorité d'injection) de 17,6 à 24,7 GW (éolien et solaire)

- Une composante pilotée, incluant une forte modulation du nucléaire, de 30,1 à 43 GW (nucléaire, CCG gaz, hydraulique de barrage et TAC fioul), plus un stockage STEP tout au long de la nuit et de la journée (1,5 à 3,1 GW).



Nucléaire : 30,1 – 39,9 GW

Hydraulique : 4,1 – 7,1 GW

Eolien : 17,6 – 19,3 GW

Solaire : 6 GW (amplitude maximum)

Bioénergies : 0,9 GW (constant)

Gaz : 1,5 – 1,7 GW (cogénérations)

Charbon : 0

Fioul : 0,1 à 0,6 GW

Solde exportateur : 4,4 – 14,5 GW

Pompage (STEP) : 1,5 – 3,1 GW

**Figure 5**

On constate que la forte production éolienne (facteur de charge 75 à 80 %) a obligé EDF à réduire fortement sa production nucléaire, avec une modulation de 61 % à 81 % de la puissance disponible, malgré le recours continu à un stockage hydraulique et une demande significative en exportation : cela représente une forte perte de valeur pour un parc nucléaire dont 95 % du coût est un coût fixe.

On peut imaginer la difficulté à gérer ce genre de configuration à l'avenir si la puissance installée éolienne se développe comme prévu dans le projet de PPE 3 : environ 60 GW installé à horizon 2035, dont 18 GW d'éolien maritime, ce qui correspondrait dans les conditions de ce jour à une production de l'ordre de 40 GW, sans parler de la production solaire avec un objectif affiché de 75 à 100 GW installé !! Il faudrait alors faire un arbitrage entre arrêt de la production éolienne (et solaire), et production nucléaire dans une

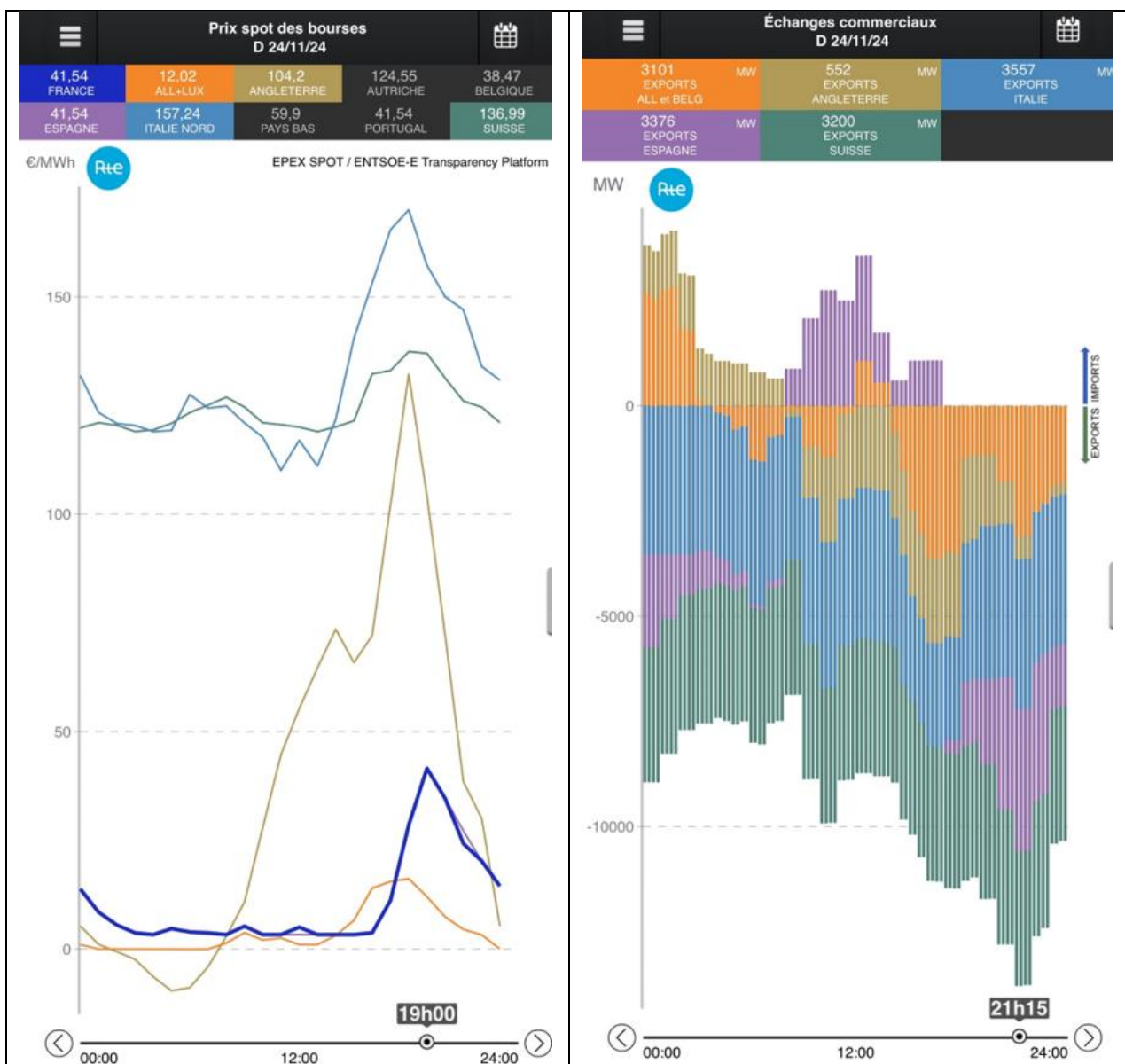
situation de prix fortement négatif : cela induirait un coût très important de « prime de non production » prévu dans les contrats de « complément de rémunération » ou contrats pour différence, qui pèsera sur la facture des consommateurs via la taxe « accise sur l'électricité », qui a connu son heure de gloire lors de la présentation avortée du budget 2025....

Cela sans que le parc éolien maritime, développé et raccordé à prix d'or aux dépens de la facture des consommateurs, garantisse en quoi que ce soit une puissance significative lors d'une pointe de froid très intense.

Cet aspect va faire l'objet d'une prochaine étude, car, si les productions ENRi (éolien et solaire) apportent une contribution positive en tant que complément de production décarboné (comme on l'a constaté dans l'analyse de la journée du 21 novembre), la puissance optimale, techniquement et économiquement, est de toute évidence très inférieure aux objectifs de la PPE 3.

### Prix spot et échanges transfrontaliers

Les prix spots et les échanges aux frontières sont représentés dans les diagrammes de la figure 6.



## Figure 6

### **Prix spot marché français (courbe bleu foncé) :**

Le fort déséquilibre production / consommation a maintenu le prix en-dessous de 10 €/MWh, sauf lors de la pointe de 19 h où il a atteint transitoirement 41 €/MWh.

Le fait que le prix se soit maintenu en territoire positif a empêché contractuellement l'effacement d'une partie de la production éolienne et/ou solaire, ce qui conduit à une double peine financière et économique : d'une part c'est le parc nucléaire qui s'est effacé, et, d'autre part, la production ENRi en grande partie inutile a été rémunérée à 90 % par subvention publique pesant sur la taxe « accise sur l'électricité ».

Pour un volume total de production éolienne de 441 GWh d'éolien (dont environ 30 GWh maritime), soit 30 % du mix, et 33 GWh de solaire, cela représente une charge d'environ 43 M€ sur les finances publiques pour cette seule journée (dont environ 5 M€ pour l'éolien maritime et autant pour le solaire).

### **Prix spots marchés pays limitrophes :**

Les prix italiens et suisses se sont maintenus dans une fourchette de 110 à 170 €/MWh, avec un flux d'exportation quasiment constant vers ces deux pays d'environ 3,7 GW, soit un volume exporté d'environ 90 GWh à un prix rémunérateur.

Le prix anglais était négatif jusqu'à 8 h du matin, ce qui a provoqué un flux d'importation moyen de 1 GW, et a ensuite augmenté progressivement, jusqu'à atteindre une pointe de 132 €/MWh à 18h, puis revenir à zéro à minuit, d'où un flux d'exportation moyen de 2 GW jusqu'à 20 h.

Le prix allemand est resté inférieur au prix français, sauf dans l'après-midi, en raison d'une très forte production éolienne (764 GWh, soit 53 % de la production) : on constate un flux d'exportation en début de nuit et un flux exportateur dans l'après-midi, qui se prolonge dans la soirée sans rationalité économique. L'Allemagne a ainsi bénéficié d'importations d'électricité française (éolien excédentaire) à prix bradé avec un subventionnement à la charge des consommateurs français, ce qui a permis à l'Allemagne d'économiser des combustibles fossiles.

Le prix espagnol est resté identique au prix français tout au long de la journée, avec des flux d'exportation pendant la nuit et la soirée, et un flux d'importation en milieu de journée.

Le flux d'importation anglais de la nuit, ainsi que les flux d'importation ou d'exportation avec l'Espagne et l'Allemagne, qui ont permis d'équilibrer le système, se sont opérés avec un niveau de prix très faible de quelques euros, sauf autour de la pointe de 19 h.

En terme d'émissions de CO<sub>2</sub>, le tableau ci-dessous montre que la France a atteint un niveau très faible de 28g CO<sub>2</sub>eq/kWh grâce à une production fossile extrêmement marginale, loin devant les autres pays, qui ont dû recourir à une production fossile restant significative, notamment l'Allemagne, malgré une production éolienne et solaire très élevée couvrant environ 60 % de la consommation, et l'importation d'électricité bas carbone française. Par rapport au 21 novembre, la situation de l'Espagne est similaire, alors que celle de la Grande Bretagne et de l'Allemagne se sont sensiblement améliorées.

Cette performance française, récurrente, résulte en priorité de la production nucléaire (55 %), qui a dû s'effacer en partie devant l'éolien, et de la production hydraulique (7,5 %). A noter que les émissions des installations éoliennes et solaires sont plus élevées que celles des installations nucléaires et hydrauliques.



Emissions de CO2 le 24 novembre 2024	France	Espagne	UK	Allemagne
<b>Emissions en gCO2eq/kWh</b>	<b>28</b>	<b>90</b>	<b>88</b>	<b>218</b>
% production éolien et solaire	32,1 %	59,2 %	62,1 %	56,8 %
% de production fossile	2,5 %	12,5 %	11,8 %	36,7 %

#### **B4 - Analyse de la journée du mardi 14 janvier 2025 (pointe hivernale)**

Il s'agit de la journée qui marque le pic de froid à date, avec la nuit la plus froide depuis 2018, et une température moyenne agrégée de +0,3 °C (pour rappel environ -5 °C lors de la vague de froid de 2012).

#### **Consommation (Figure 7) :**

Elle est caractérisée par deux pointes de consommation : l'une à 8 h 45 du matin qui a atteint 87 GW, et l'autre à 19 h, de 83,5 GW. La consommation au cœur de la nuit (4 h du matin) étant de 68 GW.



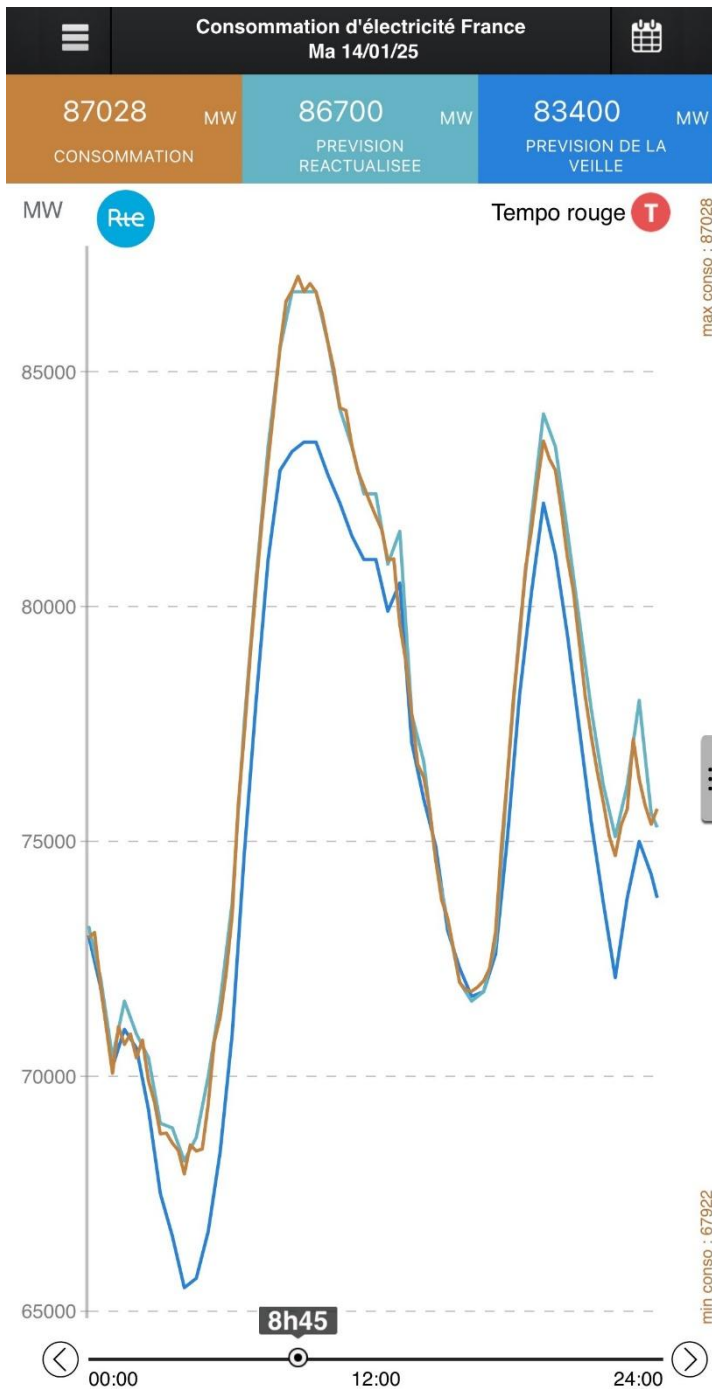


Figure 7

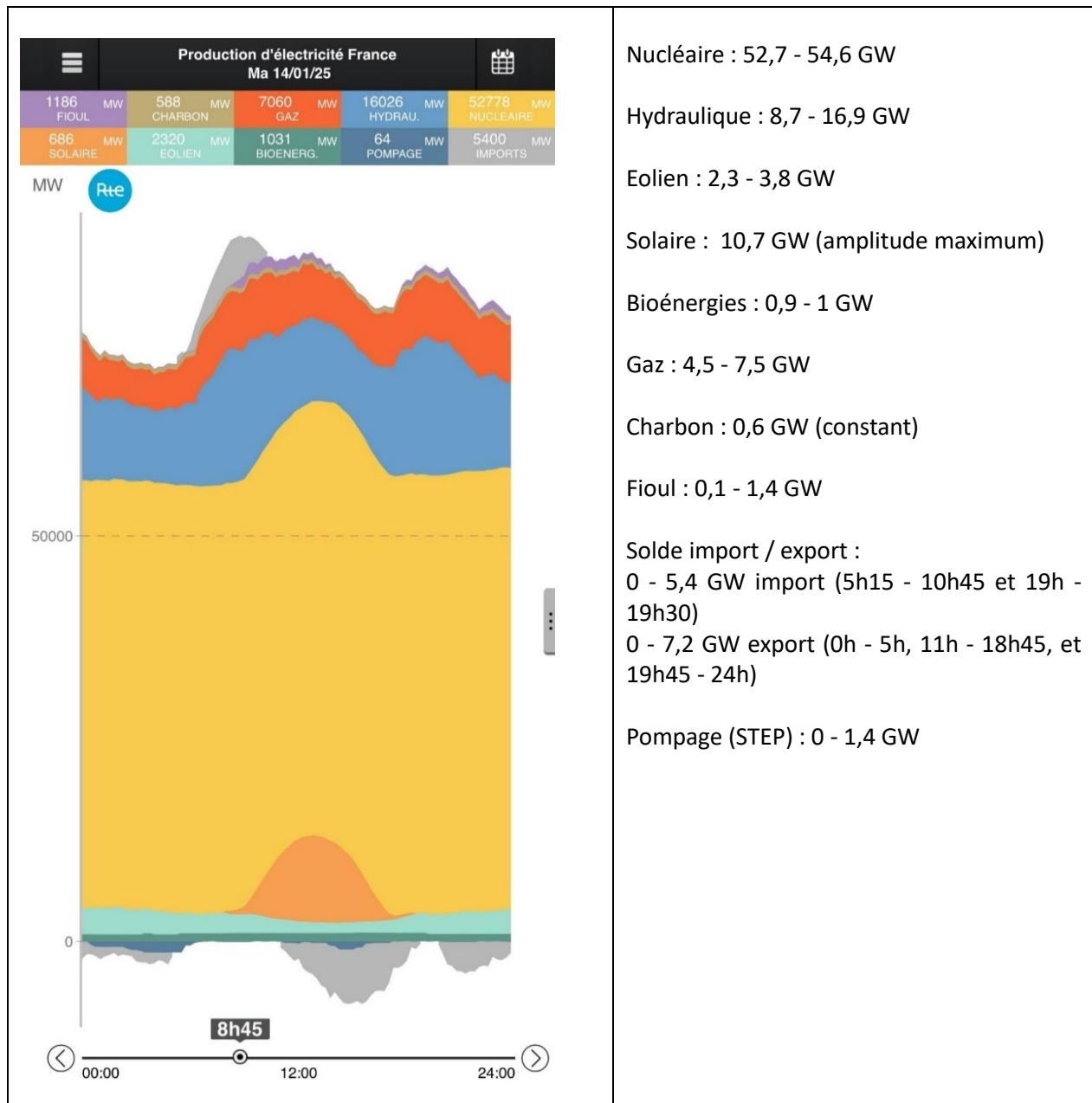
### Equilibre production / consommation

Face à la demande domestique, la production d'électricité s'est établie de la façon suivante, sur 3 composantes (voir figure 8) :

- Une base quasi constante de l'ordre de 63 GW (nucléaire, hydraulique au fil de l'eau, bioénergies, cogénération gaz, et charbon)
- Une composante variable « fatale » (avec priorité d'injection) de 2,2 à 12 GW (éolien et solaire)

- Une composante pilotée de 5 à 17 GW (CCG gaz, hydraulique de barrage et TAC fioul), plus un stockage STEP utilisé pendant le creux de la nuit et lors des heures méridiennes.

La pointe de consommation de 8 h 45 de 87 GW a été couverte avec la production de base, 3 GW d'éolien et de solaire, 16 GW de composante pilotée, et un solde importateur de 5,4 GW qui a permis de ne pas solliciter complètement la capacité de production au gaz (7 GW sur 12 GW).



Nucléaire : 52,7 - 54,6 GW

Hydraulique : 8,7 - 16,9 GW

Eolien : 2,3 - 3,8 GW

Solaire : 10,7 GW (amplitude maximum)

Bioénergies : 0,9 - 1 GW

Gaz : 4,5 - 7,5 GW

Charbon : 0,6 GW (constant)

Fioul : 0,1 - 1,4 GW

Solde import / export :

0 - 5,4 GW import (5h15 - 10h45 et 19h - 19h30)

0 - 7,2 GW export (0h - 5h, 11h - 18h45, et 19h45 - 24h)

Pompage (STEP) : 0 - 1,4 GW

Figure 8

## Prix spot et échanges transfrontaliers

Les prix spots et les échanges aux frontières sont représentés dans les diagrammes de la figure 9.



Figure 9

### Prix spot marché français (courbe bleu foncé) :

Lors des 2 points de 8h et 19 h, le prix a atteint près de 190 €/MWh (prix marginal correspondant probablement aux TAC fioul), pour un plancher de 112 €/MWh au creux de la nuit et à la mi-journée.

Ce niveau de prix est supérieur au prix garanti des parcs éoliens terrestres et solaires récents, mais reste inférieur à celui des parcs éoliens maritimes, et très inférieur à celui des installations photovoltaïques contractualisées avant moratoire de 2011 (voir analyse du 24 novembre ci-dessus).

### Prix spots marchés pays limitrophes :

Le prix allemand s'est maintenu inférieur ou égal au prix français, avec un flux d'importation permanent, sauf de 14 h à 17 h.

Le prix suisse est resté supérieur au prix français avec un flux exportateur, sauf lors des pointes du matin et du début de soirée, avec un flux passé transitoirement importateur.

Le flux vers l'Italie est resté exportateur tout au long de la journée.

Le prix anglais est inférieur au prix français jusqu'à 9 h du matin, avec un flux importateur, et devient ensuite supérieur ou égal au prix français, avec un flux exportateur de 13 h à 21 h, et importateur ensuite.

Le prix espagnol est aligné sur le prix français jusqu'à 13 h, légèrement inférieur dans l'après-midi, et légèrement supérieur après la pointe de 19 h. Le flux est importateur de 6 h à 18 h, et exportateur après la pointe de 19 h.

Globalement, la France a fait appel à un flux importateur en début de matinée qui a contribué à couvrir la pointe de consommation, et a exporté dans l'après-midi et après la pointe de 19 h, les échanges se faisant avec un niveau de prix proche du prix français. La balance commerciale pour cette journée de pointe hivernale est donc en gros équilibrée.

En terme d'émissions de CO<sub>2</sub>, le tableau ci-dessous montre que le niveau d'émissions de la France avec 72 gCO<sub>2</sub>/kWh est très inférieur à celui des autres pays, qui, malgré une production d'origine ENRi significative, ont dû encore plus faire appel à la production d'origine fossile, particulièrement la Grande Bretagne et l'Allemagne.

Cette performance de la France résulte de la très bonne disponibilité du parc nucléaire, qui, avec le parc hydraulique et les STEP, ont assuré 87,6 % de la production de la journée.

Emissions de CO <sub>2</sub> le 14 janvier 2025	France	Espagne	UK	Allemagne
<b>Emissions en gCO<sub>2</sub>eq/kWh</b>	<b>72</b>	<b>196</b>	<b>358</b>	<b>411</b>
% production éolien et solaire	5,7 %	28,3 %	31,5 %	37,5 %
% de production fossile	9,1 %	29,5 %	43,6 %	45,3 %

## B5 - Analyse de la journée du jeudi 12 décembre 2024

Cette journée est intéressante à analyser pour 2 raisons : il s'agit d'une journée de consommation importante en raison du froid, et elle intervient lors d'une période de panne quasi complète de vent et de soleil (« Dunkelflaute ») en Allemagne et au Danemark, ce qui a provoqué une explosion des prix spot de l'électricité en Allemagne, et, par effet de contagion dans les pays nordiques, les productions hydrauliques de la Suède et de la Norvège étant « siphonnées » par l'Allemagne et le Danemark « grâce » aux interconnexions (voir article paru dans Euroscientist)<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> ["C'est la foudre nordique qui s'abat sur l'Energiewende" JP Riou \(Interview\)](#)

### Consommation (Figure 10) :

Elle est caractérisée par deux points de consommation : l'une de 8 h 45 à 12 h 45 qui a atteint 74 GW, et l'autre à 19 h, de près de 75 GW. La consommation au cœur de la nuit (4 h du matin) étant de 58 GW.

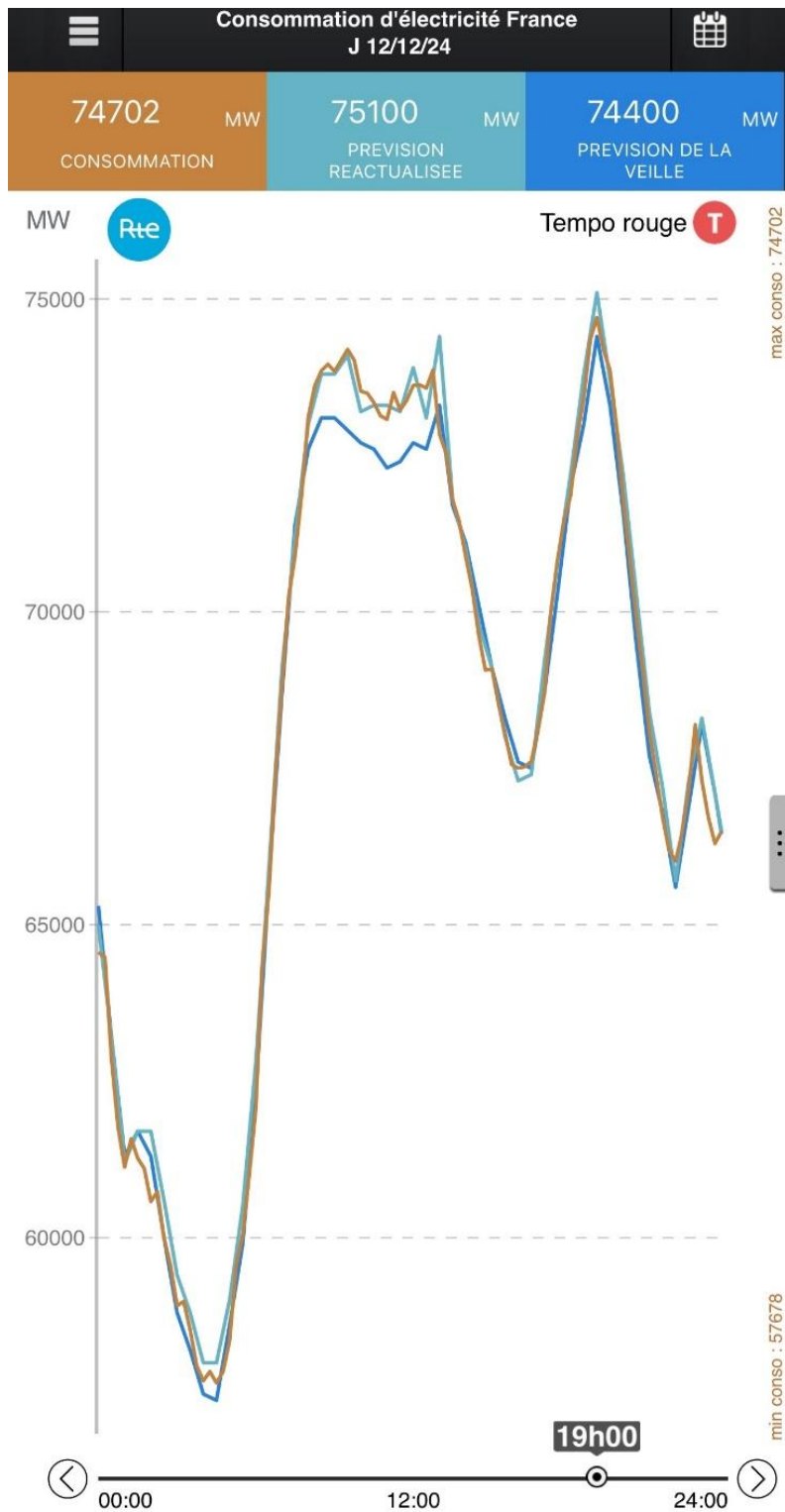


Figure 10

## Equilibre production / consommation

Face à la demande domestique, et à une sollicitation à l'exportation, la production d'électricité s'est établie de la façon suivante, sur 3 composantes (voir figure 8) :

- Une base quasi constante de l'ordre de 62 GW (nucléaire, hydraulique au fil de l'eau, bioénergies, cogénération gaz, et charbon)
- Une composante variable « fatale » (avec priorité d'injection) de 1 à 6,2 GW (éolien et solaire)
- Une composante pilotée de 6 à 17 GW (CCG gaz, hydraulique de barrage et TAC fioul), plus un stockage STEP utilisé pendant le creux de la nuit.

La pointe de consommation de 19 h de 74,7 GW a été couverte avec la production de base, 3 GW d'éolien, 16,4 GW de composante pilotée, laissant la place à un solde exportateur de 6,7 GW tout en ne sollicitant pas complètement la capacité de production au gaz (8,1 GW sur 12 GW).

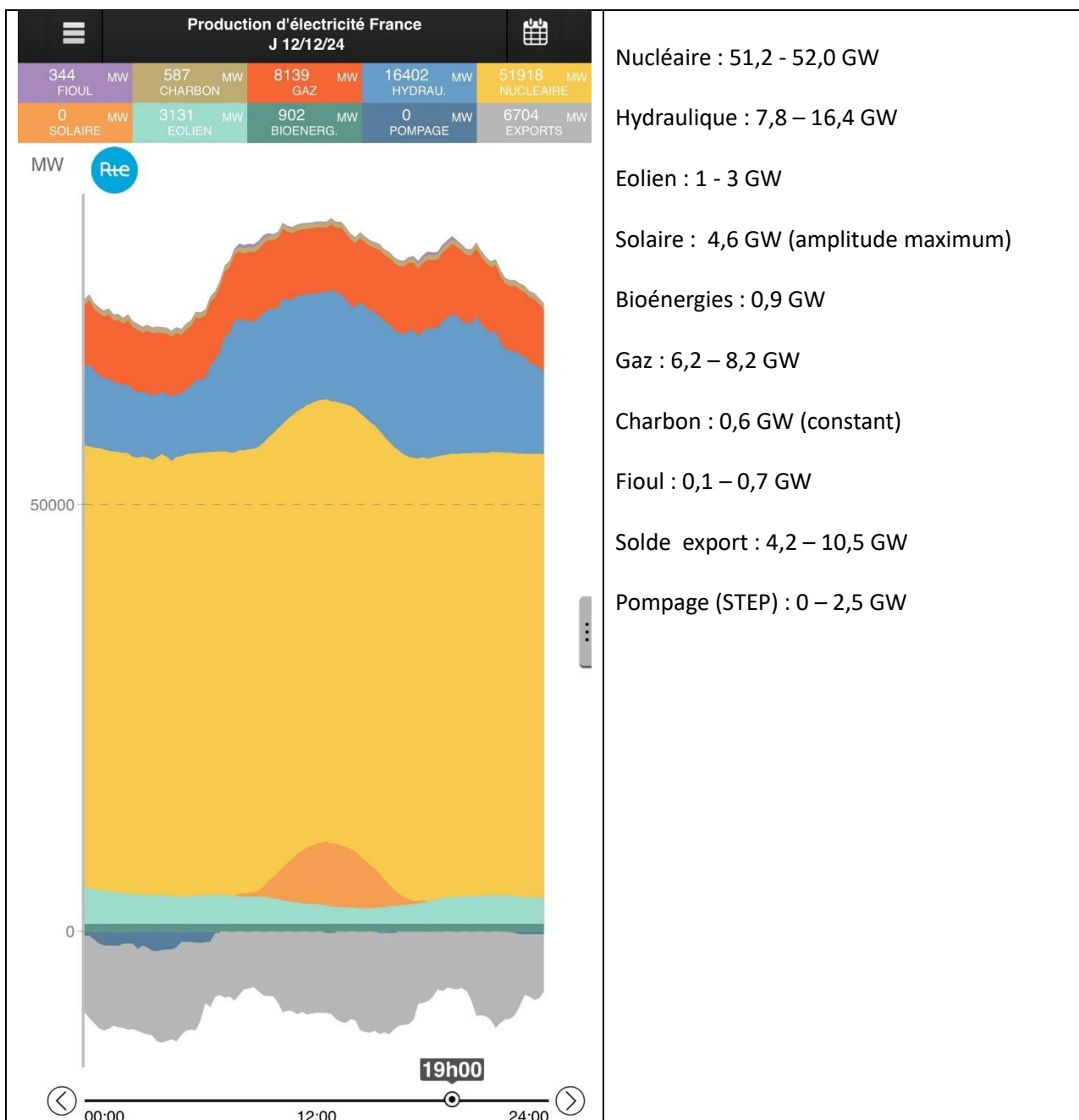


Figure 11

## Prix spot et échanges transfrontaliers

Les prix spots et les échanges aux frontières sont représentés dans les diagrammes de la figure 12.

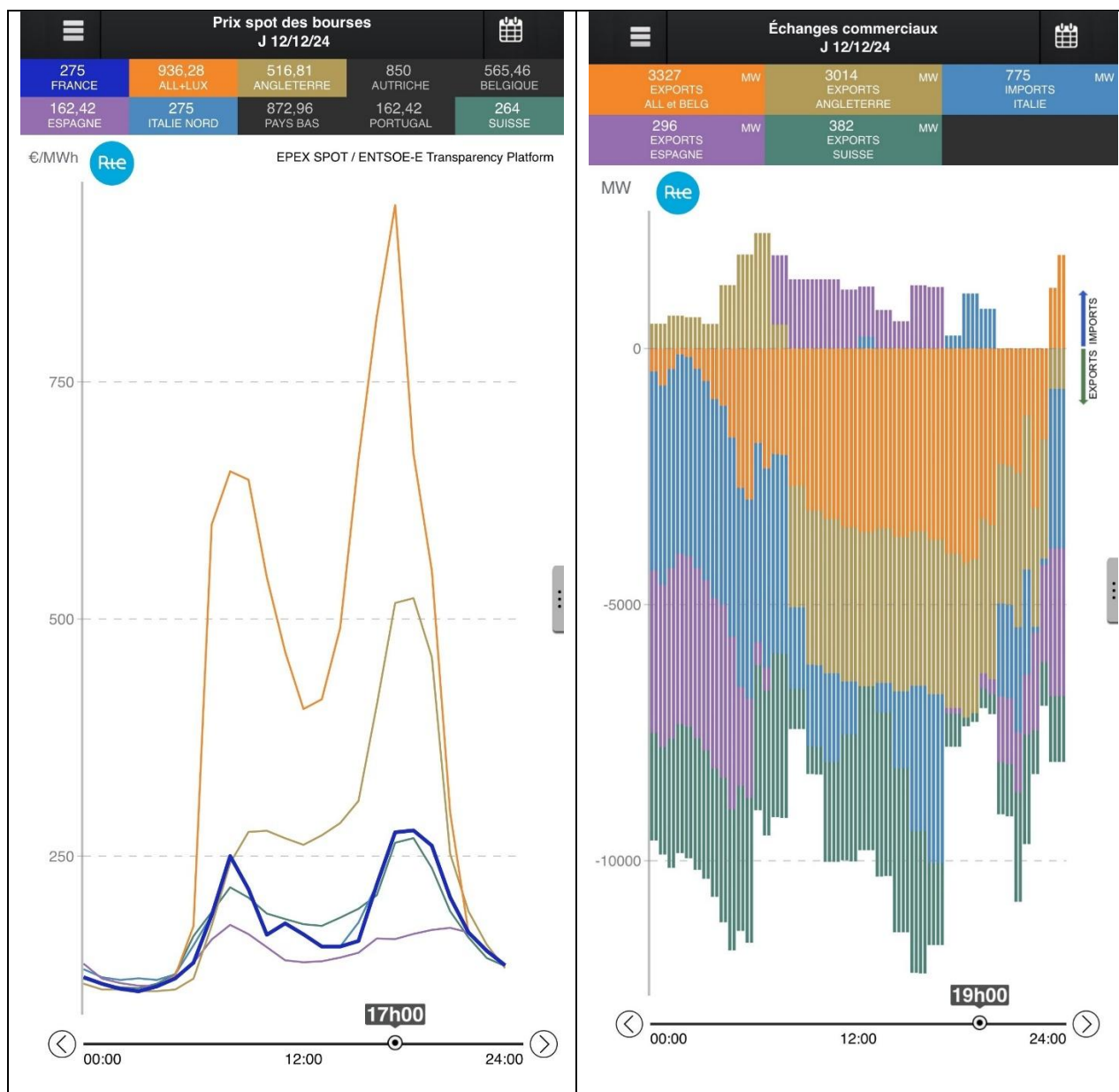


Figure 11

### Prix spot marché français (courbe bleu foncé) :

Lors des 2 pointes de 8h et 18 h, le prix a atteint respectivement 250 €/MWh et 270 €/MWh (prix marginal correspondant probablement aux TAC fioul) , pour un plancher de 107 €/MWh au creux de la nuit et 154 €/MWh à la mi-journée.

Le niveau de prix atteint lors des 2 pointes est influencé par les très fortes tensions existantes sur l'équilibre du système électrique européen en raison du déficit de production éolienne, sur tout le continent européen : environ 4 % de la production, avec un maximum de 7,8 % en Espagne. Mais le niveau de prix a été contenu en France, car il restait une marge de production disponible au gaz, et la capacité des interconnexions n'a pas été sollicitée au maximum.

### Prix spots marchés pays limitrophes :

Le prix allemand s'est envolé lors de la pointe matinale (656 €/MWh), restant élevé à la mi-journée (405 €/MWh), pour atteindre un sommet de 936 €/MWh à 17 h. La production éolienne n'a couvert que 2,5 % de la charge (avec une puissance moyenne de 1,5 GW pour une puissance installée de 78 GW), la production fossile près de 56 %, et le flux d'importation vers l'Allemagne est resté constant (de 3 à 4 GW depuis la France entre 5 h et 22h30).

Le prix suisse est resté proche ou légèrement supérieur au prix français avec un flux exportateur de 2 à 3 GW, sauf de 7 h à 9 h et après 16 h où il est légèrement inférieur, avec un flux exportateur réduit.

Le flux vers l'Italie est resté exportateur , sauf de 17 h à 20 h.

Le prix anglais est légèrement inférieur au prix français jusqu'à 8 h du matin, avec un flux importateur, puis devient ensuite très supérieur (pointe de 522 €/MWh à 18 h), pour rejoindre le prix français vers 22 h, avec un flux exportateur.

Le prix espagnol est légèrement supérieur au prix français jusqu'à 6 h avec un flux exportateur, puis inférieur jusqu'à 21 h, avec un flux importateur jusqu'à 17 h, et exportateur après 20 h.

Globalement, la France a eu un flux exportateur net tout au long de la journée, avec des prix de vente très élevés vers l'Angleterre, et surtout l'Allemagne.

En terme d'émissions de CO<sub>2</sub>, le tableau ci-dessous montre que le niveau d'émissions de la France avec 72 gCO<sub>2</sub>/kWh est très inférieur à celui des autres pays, qui, confrontés à une production éolienne et solaire très faible, ont dû massivement faire appel à leurs centrales fossiles.

Cette performance de la France résulte de la très bonne disponibilité du parc nucléaire, qui, avec le parc hydraulique et les STEP, ont assuré 80,7 % de la production de la journée.

Emissions de CO <sub>2</sub> le 14 janvier 2025	France	Espagne	UK	Allemagne
<b>Emissions en gCO<sub>2</sub>eq/kWh</b>	<b>72</b>	<b>282</b>	<b>358</b>	<b>556</b>
% production éolien et solaire	5,7 %	14,0 %	7,9 %	3,7 %
% de production fossile	10,4 %	46,3 %	64,7 %	55,6 %