

RAPPORT

JUIN 2022

Analyse et enseignements sur le
pic de prix sur l'enchère journalière pour
le 4 avril 2022

Le présent rapport analyse en détail les fondamentaux et le comportement des acteurs pour la journée du 4 avril 2022 qui a vu le prix spot français atteindre un pic sans précédent pendant deux heures entre 7h et 9h du matin. Cet épisode a eu pour effet d'augmenter le plafond européen du prix spot de 1000 €/MWh, de 3000 €/MWh à 4000 €/MWh.

Synthèse :

Un événement isolé, dû à une combinaison extrêmement improbable d'événements défavorables

La hausse des prix observée le 4 avril 2022 résulte d'une conjonction exceptionnelle de divers événements : la nuit du 4 avril a été la plus froide pour un mois d'avril depuis 1947 ; les capacités d'importation étaient faibles en amont de l'enchère journalière, et elles étaient même exceptionnellement basses depuis l'Allemagne et la Belgique ; EDF a annoncé l'indisponibilité imprévue d'une tranche nucléaire Dampierre 1, alors que la disponibilité nucléaire était déjà exceptionnellement basse ; la production éolienne pendant les heures critiques de 7h à 9h a été sous-estimée, de même que la production des cogénérations ; les dispositifs permettant de gérer la pointe de consommation en France prennent fin le 31 mars et n'étaient donc pas disponibles le 4 avril (mécanisme de capacité, tarifs TEMPO, appel d'offres effacement, etc....).

En outre, plusieurs installations de production ont commencé leur maintenance fin mars et n'étaient plus disponibles et les alertes de RTE ont vraisemblablement conduit les acteurs de marché, par prudence, à rechercher une position longue, ce qui a pu conduire à augmenter le prix de l'enchère journalière.

La conjonction de ces éléments a conduit à des prix extrêmement élevés le 4 avril 2022 pour 7h et 8h (respectivement 2720 et 2990 €/MWh). Ces prix auraient été divisés par deux environ avec un déplacement faible de l'équilibre offre-demande compris entre 500 et 1000 MW (hausse de la production, baisse de la consommation).

A ce stade de ses analyses, la CRE n'a pas détecté de comportement anormal ou suspect lors de l'enchère *day ahead* elle-même.

Les leçons à tirer de cette journée sont multiples

Si la consommation a été aussi forte que prévu, il apparaît que des capacités importantes étaient disponibles mais n'ont pas pu être mobilisées et valorisées pour l'enchère *day ahead* : capacités d'importation, production renouvelable et par cogénération notamment. Le système électrique français devra, à l'avenir, mieux se préparer pour de tels événements, de façon à ce que l'enchère *day ahead* révèle le niveau exact de tension du système électrique.

En application des règles en vigueur concernant les prix maximum et minimum harmonisés pour le couplage unique journalier¹, l'atteinte de tels niveaux de prix pour le 4 avril 2022 a déclenché automatiquement une hausse du prix plafond de 1000 €/MWh dans les 24 pays participant au couplage unique journalier, passant de 3000 €/MWh à 4000 €/MWh cinq semaines plus tard.

Il n'est pas pertinent qu'un événement ponctuel et improbable déclenche dans l'ensemble des 24 pays qui composent la région de couplage unique journalier un changement aussi structurel qu'une hausse du plafond de prix sur le marché journalier. En cette période de crise marquée par de grandes incertitudes, il est urgent de modifier les modalités de relèvement automatique du plafond de prix harmonisé sur le couplage unique journalier européen.

¹ Décision de l'ACER du 14 novembre 2017 concernant les prix maximum et minimum harmonisés du couplage unique journalier prise en application de l'article 41(1) du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE DE LA JOURNEE DU 4 AVRIL 2022.....	3
1.1 UN DEBUT D'ANNEE 2022 SOUS TENSION EN RAISON D'UNE DISPONIBILITE DU PARC HISTORIQUEMENT FAIBLE.....	3
1.2 LE LUNDI 4 AVRIL, UNE JOURNEE EXCEPTIONNELLE ANTICIPEE PAR LE MARCHE	7
1.3 DES CAPACITES D'IMPORT FAIBLE, EN PARTICULIER DEPUIS L'ALLEMAGNE.....	9
1.3.1 Frontières France-Belgique et France-Allemagne	9
1.3.2 Frontière France-Espagne	11
1.3.3 Italie Nord	12
1.3.4 Angleterre	13
1.3.5 Suisse	13
1.3.6 Bilan des capacités disponibles aux interconnexions	14
1.4 RTE ACTIVE LE SIGNAL ECOWATT ORANGE LE SAMEDI 2 AVRIL 2022.....	15
2. DEROULEMENT DE L'ENCHERE SPOT DU 3 AVRIL POUR LE 4 AVRIL	15
2.1 LE COUPLAGE JOURNALIER A DU ETRE REEFFECTUE EN RAISON DE L'ATTEINTE DU PLAFOND DE PRIX 15	21
2.2 EUPHEMIA N'A PAS SATURE A 100 % LES CAPACITES D'IMPORT DISPONIBLES EN JOURNALIER.....	21
2.1 RTE MAINTIENT SON ALERTE APRES L'ENCHERE DU 3 AVRIL.....	21
3. DEROULEMENT EFFECTIF DE LA JOURNEE DU 4 AVRIL 2022	22
3.1 UNE CONSOMMATION AUSSI FORTE QU'ATTENDUE.....	22
3.2 UNE PRODUCTION HANDICAPEE PAR LA FAIBLE DISPONIBILITE DU NUCLEAIRE	25
3.3 UNE PRODUCTION RENOUVELABLE SUPERIEURE A LA PREDICTION	29
3.4 LES INTERCONNEXIONS ONT CONTRIBUE A LA FLEXIBILITE DU SYSTEME	30
3.5 UN SYSTEME EN DESEQUILIBRE POSITIF A PROXIMITE DU TEMPS REEL.....	32
4. ENSEIGNEMENTS.....	37

1. CONTEXTE DE LA JOURNEE DU 4 AVRIL 2022

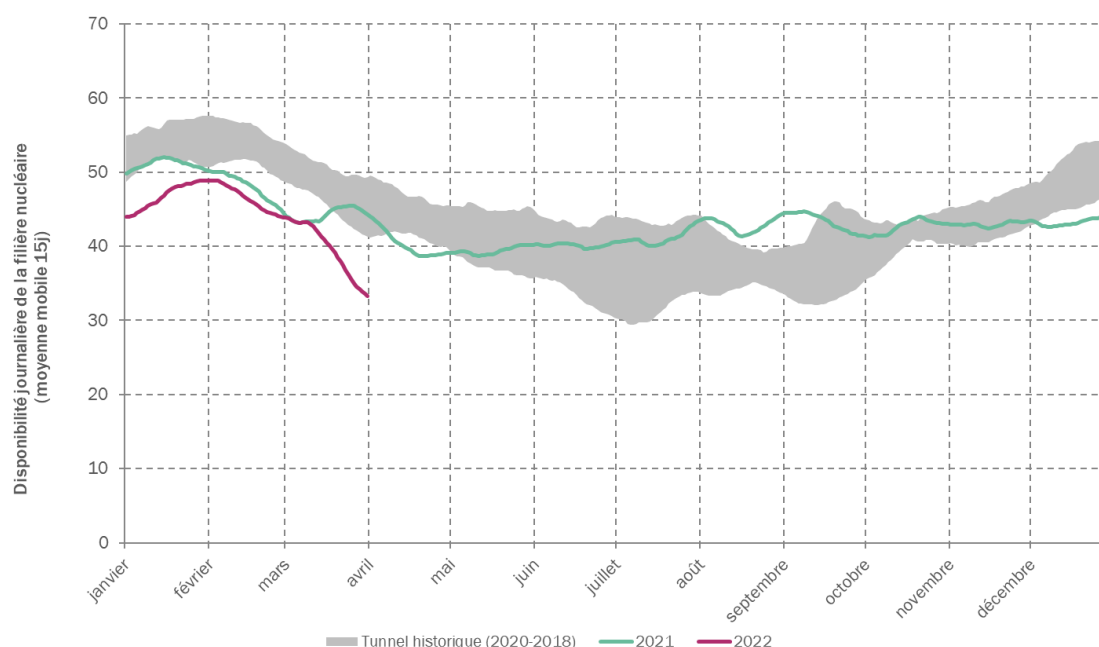
1.1 Un début d'année 2022 sous tension en raison d'une disponibilité du parc historiquement faible

Au cours de l'arrêt décennal du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux, qui a débuté le 21 août 2021, EDF a procédé à un contrôle par ultrasons de plusieurs soudures du circuit d'injection de sécurité (RIS). Le circuit d'injection de sécurité est un système de sauvegarde qui injecte de l'eau borée dans le circuit primaire principal du réacteur pour refroidir le cœur en cas de brèche sur le circuit primaire. L'objectif est ainsi de maintenir un niveau d'eau suffisant dans le cœur permettant de refroidir le combustible.

Les contrôles par ultrasons réalisés sur le réacteur n° 1 de Civaux ont révélé la présence de défauts à proximité des soudures de certains coudes de tuyauteries. En première analyse, il s'agit de fissuration par corrosion sous contrainte.

Une anomalie générique relative aux réacteurs de 1450 MW ne pouvant être exclue, EDF a décidé le 15 décembre 2021 la mise à l'arrêt préventive à partir du 16 décembre 2021 des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Chooz B, qui sont de même type que ceux de Civaux, afin de procéder à des contrôles.

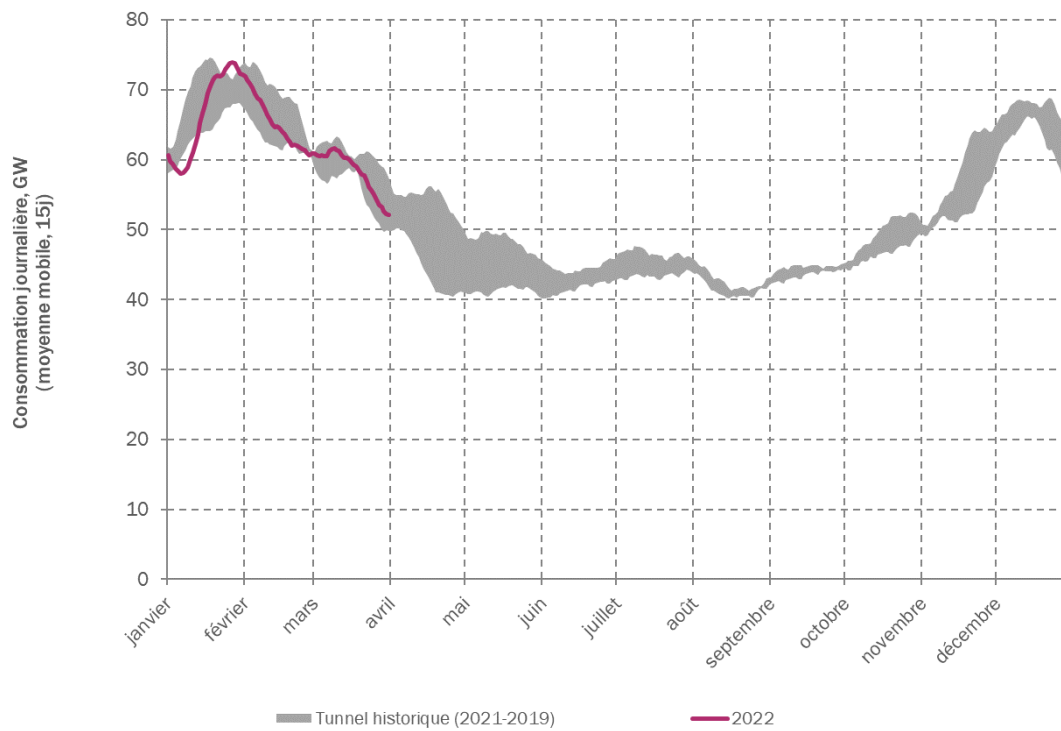
Par la suite, en janvier puis en février EDF a mis à jour une liste priorisée des réacteurs sur lesquels des contrôles ont été repris. Ces contrôles ont eu pour effet de porter la disponibilité du parc nucléaire à des niveaux historiquement bas.



Source : EDF - Analyse : CRE

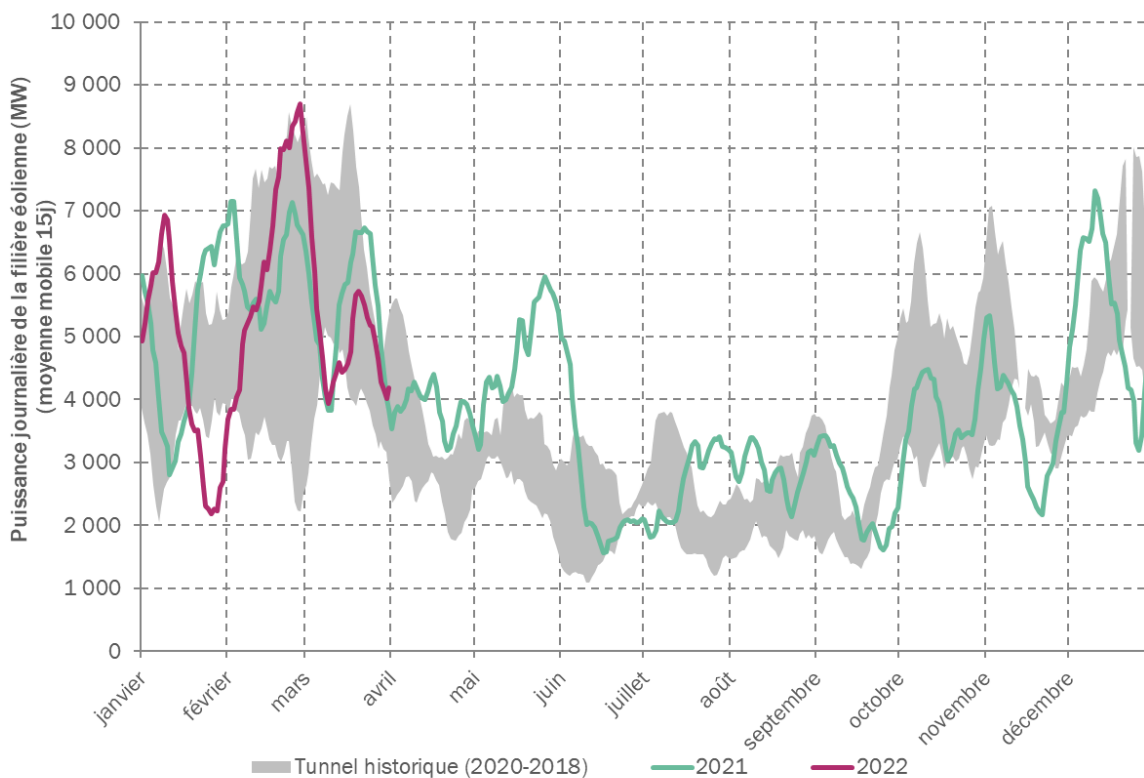
Figure 1 : Evolution de la disponibilité du parc nucléaire français (GW)

Ces conditions exceptionnelles ont appelé, le 4 février 2022, RTE à maintenir la vigilance sur la fin de l'hiver. Toutefois, la météo en février et mars ayant été favorable (production éolienne importante en février et température dans la normale conduisant à une consommation dans la normale), aucun délestage ou pic de prix n'a été observé en France.



Source : RTE - Analyse : CRE

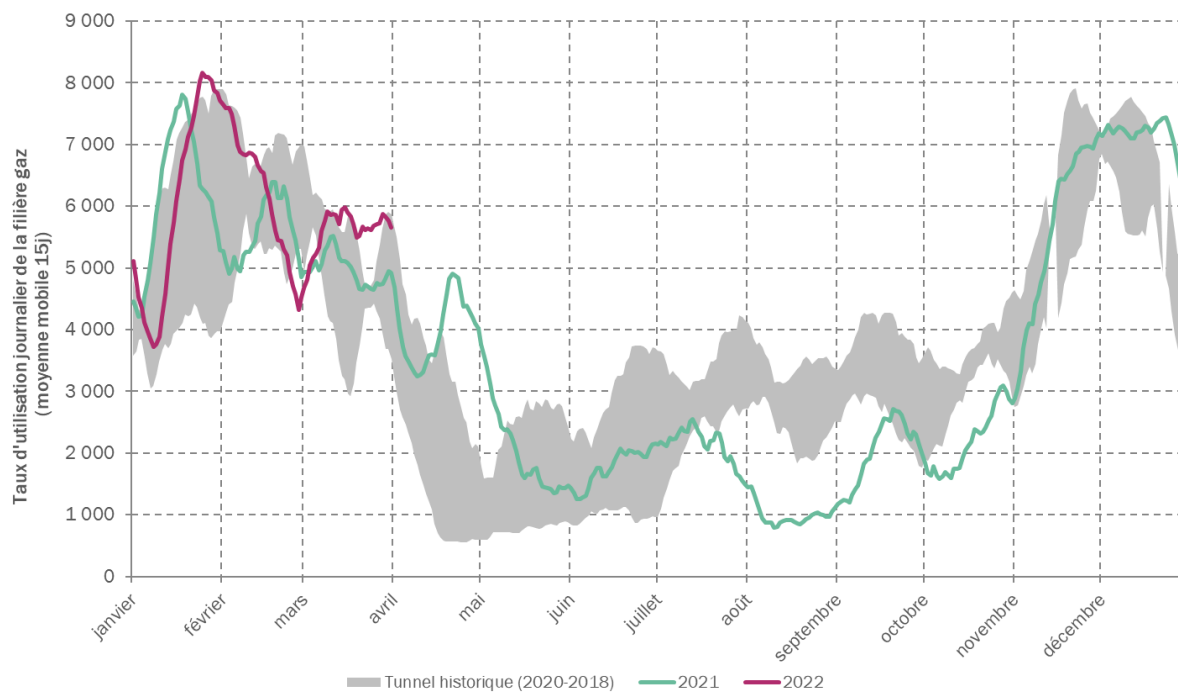
Figure 2 : Evolution de la consommation en France (GW)



Source : RTE - Analyse : CRE

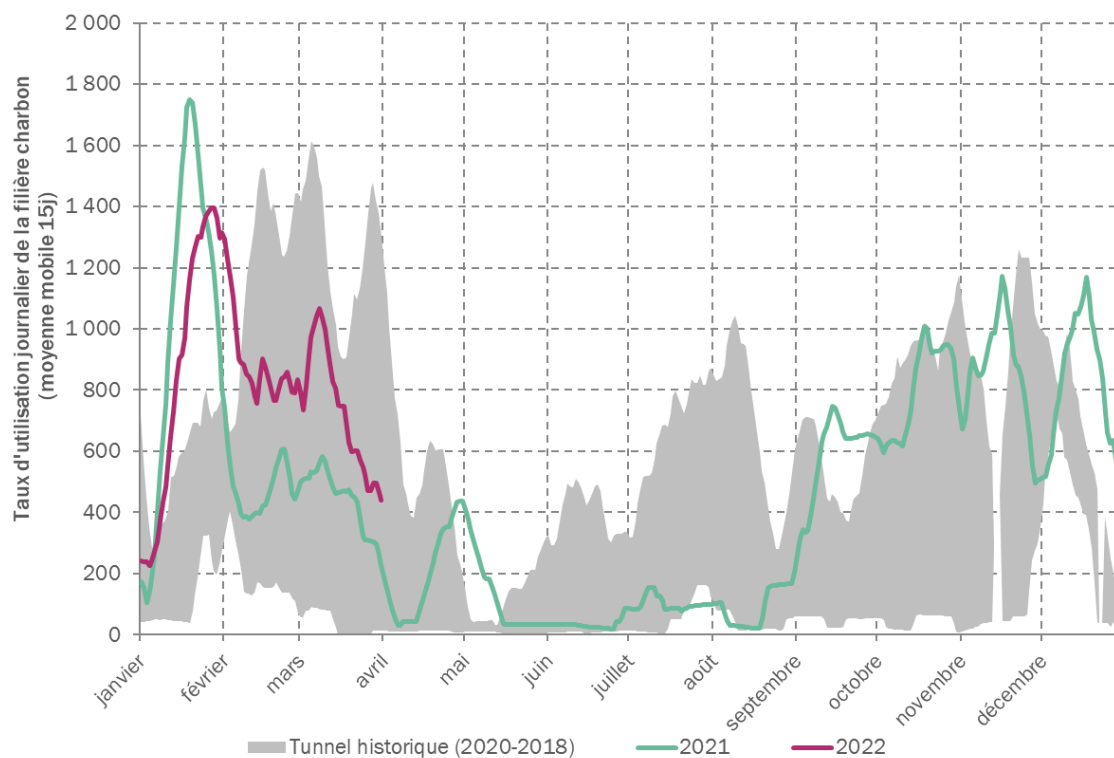
Figure 3 : Puissance journalière de la filière éolienne (MW)

Le maintien du système a été assuré par la production des centrales à flamme, mais également par les interconnexions qui ont placé la France dans une situation historiquement importatrice en janvier et mars.



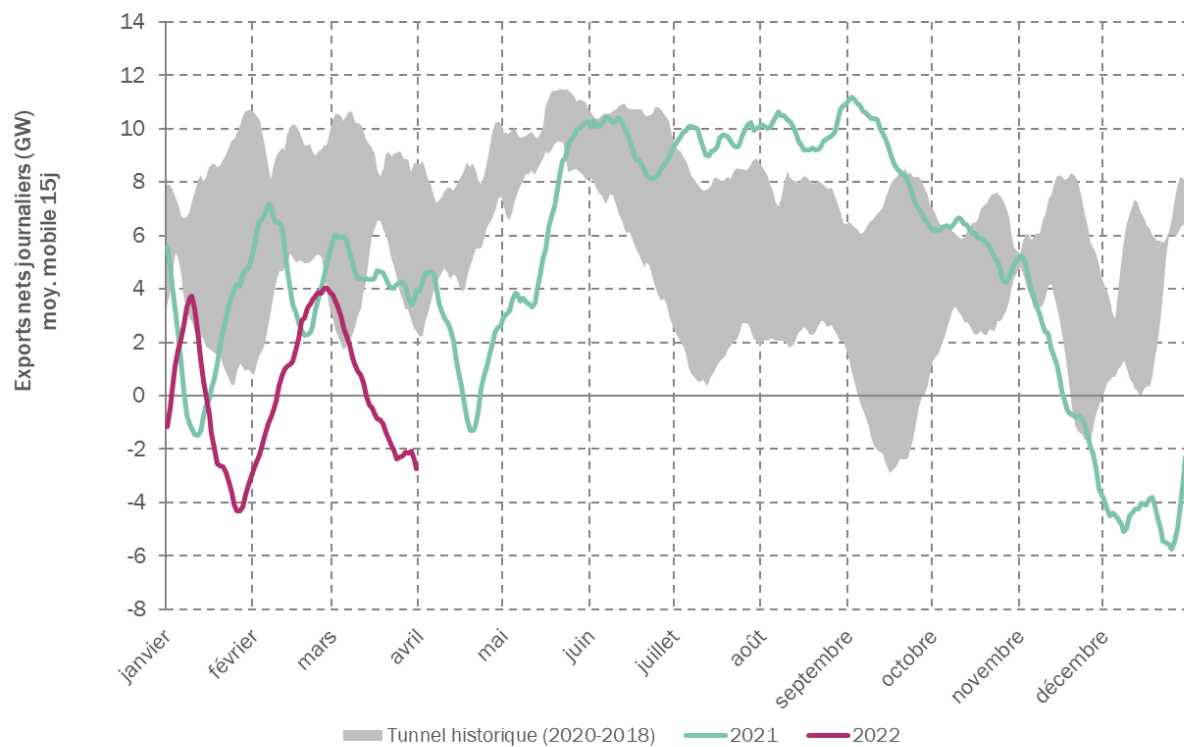
Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 4 : Puissance journalière de la filière gaz (MW)



Source : RTE - Analyse : CRE

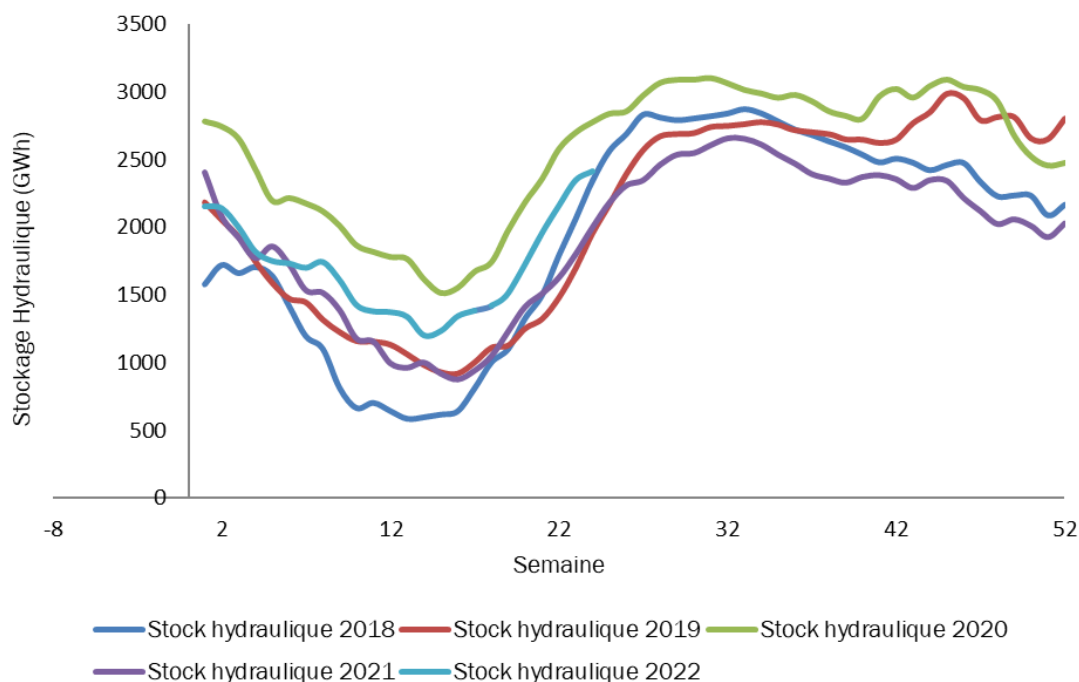
Figure 5 : Puissance journalière de la filière charbon (MW)



Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 6 : Exports journaliers nets (GW)

Malgré une sécheresse depuis le début de l'année 2022, le niveau des stocks hydrauliques est toutefois en hausse par rapport à 2021, 2019 et 2018. Ce résultat reflète la gestion prudente des stocks par l'opérateur en prévision de l'hiver 2022-2023 qui s'annonce tendu. La gestion des stocks hydrauliques passe par le calcul des valeurs d'usage de la production hydraulique, qui conduit à remonter son prix d'offre sur les enchères spot pour moins solliciter la filière à court terme dans le but de conserver du productible pour l'hiver prochain, au vu des prix à terme élevés.



Source : RTE

Figure 7 : Evolution de l'état des stocks hydrauliques (GWh) – 4 avril 2022 (semaine 14)

1.2 Le lundi 4 avril, une journée exceptionnelle anticipée par le marché

Le mois d'avril marque généralement la fin de l'hiver électrique et des tensions sur la l'approvisionnement français. Le 31 mars correspond au pivot des différents mécanismes permettant d'apporter des capacités supplémentaires : **les jours Tempo rouges, les jours EJP et les jours PP2 sont tirés jusqu'au 31 mars.**

Dans ce contexte, la dernière tranche charbon en fonctionnement de Saint-Avold s'est mise à l'arrêt le 31 mars 2022 et le parc nucléaire a atteint un creux de disponibilité d'environ 32 GW avec 26 réacteurs hors service.

Néanmoins, le mardi 29 mars, des craintes commencent à apparaître en lien avec une vague de froid exceptionnelle qui toucherait la France le lundi 4 avril.

Un article de presse de Montel du 29 mars 2022, signalait déjà : « *Le réseau électrique français sera "très tendu" le lundi en raison de l'arrivée du froid, qui fera grimper la demande d'électricité à 68-70 GW dans un contexte de très faible approvisionnement en énergie nucléaire* ». L'article mentionnait que les températures en France devraient plonger à six degrés en dessous des normes saisonnières et la demande devrait atteindre un pic de 68 à 70 GW, contre 63 GW en moyenne. Le journaliste relayait les propos de RTE qui estimait que la pointe devrait se situer entre 68,5 et 69,5 GW le lundi. RTE était optimiste sur la tenue du réseau et comptait sur les imports et une production éolienne de 10 GW.

Les craintes se sont amplifiées les journées suivantes au regard des prévisions éoliennes mauvaises en France et de la confirmation de la vague de froid. Les analystes prévoient une production de 4,7 GW d'éolien pendant les heures de pointe le lundi 4 avril et une température de 4,5 °C sous les normales saisonnières. Pour rappel, le gradient de consommation en France est d'environ 2,4 GW/°C en hiver.

Wind power forecast (31 March 18:00 UTC)										
Area	01 Apr		02 Apr		03 Apr		04 Apr		05 Apr	
	Base	Peak	Base	Peak	Base	Peak	Base	Peak	Base	Peak
Europe	95,233	97,382	69,542	71,817	48,080	45,690	105,453	113,314	99,062	96,209
Germany	29,799	31,585	17,470	18,522	11,618	12,218	37,675	41,661	38,959	40,394
DE-Grid 50Hertz	11,049	11,721	7,341	8,006	3,872	3,874	13,547	15,119	14,347	14,879
DE-Grid Amprion	5,130	5,870	3,707	3,865	943	772	5,480	6,472	6,064	6,048
DE-Grid EnBW	514	588	658	667	142	65	419	461	1,260	1,286
DE-Grid Transpower	13,106	13,407	5,764	5,984	6,660	7,508	18,230	19,610	17,289	18,181
Austria	1,599	1,684	1,987	2,024	1,756	1,769	289	428	467	414
Belgium	3,376	3,680	1,764	1,592	432	286	3,179	3,672	1,917	1,490
Denmark	1,631	1,735	630	474	2,909	3,299	4,455	4,048	4,774	4,872
Finland	139	91	659	793	283	239	898	874	2,445	2,499
France	10,114	10,428	8,047	8,267	3,349	3,282	4,191	4,690	7,511	8,335
Greece	2,101	2,264	1,984	2,227	1,428	1,454	65	56	429	502
Ireland	759	758	674	789	266	252	2,354	2,735	1,530	1,357
Italy	5,858	6,016	6,278	6,507	3,438	3,196	2,223	2,540	2,354	1,722
Netherlands	5,791	5,915	2,457	2,363	1,364	1,441	5,376	5,987	4,467	4,018
Norway	238	174	2,123	2,326	884	676	1,674	1,721	1,503	1,397
Poland	5,035	5,573	4,506	5,051	1,587	1,514	5,465	6,069	5,053	5,014
Portugal	2,295	1,913	1,818	1,310	2,852	2,269	3,692	3,538	2,115	1,413
Romania	2,755	2,747	2,208	2,419	1,199	1,122	449	297	1,081	1,207
Spain	14,814	13,957	11,687	11,633	9,167	7,252	12,969	12,638	7,556	5,330
Sweden	1,110	1,226	2,268	2,521	1,297	1,148	5,567	6,161	5,437	5,298
UK	6,459	6,230	1,830	1,777	3,947	3,820	14,087	14,918	9,785	8,950

Wind power forecasts for countries with >400MW installed capacity

Figure 8 : Prévion de production éolienne le 31 mars 2022 (source Argus)

European weather - Departure from normal temperatures												°C	
Location	1 Apr		2 Apr		3 Apr		4 Apr		5 Apr		Precipitation		
	Avg	± normal*	Avg	± normal*	Avg	± normal*	Avg	± normal*	Avg	± normal*	5-day	15-day	
	(mm)												
UK – London Heathrow	5.2	-4.0	4.8	-4.5	3.9	-5.5	6.8	-2.7	11.1	1.5	4.4	25.3	
Norway – Bergen Florida	4.3	-1.3	3.8	-1.9	4.0	-1.9	2.6	-3.4	3.1	-3.0	13.2	44.5	
Norway – Oslo Blindern	2.1	-1.9	2.2	-2.0	3.0	-1.4	1.9	-2.7	2.1	-2.7	4.4	21.2	
France – Paris Orly	3.5	-6.2	4.4	-5.4	4.1	-5.8	5.5	-4.5	9.9	-0.3	6.4	31.8	
The Netherlands – Amsterdam Schiphol	2.8	-5.3	2.8	-5.5	2.5	-5.9	6.2	-2.3	9.2	0.6	15.3	59.1	
Germany – Essen	3.8	-4.5	3.8	-4.6	2.2	-6.4	7.1	-1.6	9.1	0.2	15.4	61.1	
Germany – Berlin Tempelhof	4.1	-3.5	3.7	-4.1	2.0	-6.0	5.5	-2.7	8.1	-0.2	12.8	37.5	
Poland – Warsaw Okęcie	2.5	-3.8	1.8	-4.7	0.5	-6.2	0.8	-6.1	4.4	-2.7	12.6	35.7	
Czech Republic – Prague Ruzyně	1.4	-5.5	0.0	-7.1	-0.9	-8.2	0.7	-6.8	5.6	-2.1	10.6	30.1	
Hungary – Budapest Liszt	9.6	-0.4	6.6	-3.6	3.7	-6.7	4.4	-6.2	8.2	-2.6	12.9	37.0	
Serbia – Belgrade Surcin	16.3	5.3	11.2	0.0	4.7	-6.6	6.0	-5.5	8.8	-2.8	17.3	42.4	
Romania – Bucharest Imh	21.0	11.6	16.4	6.9	10.2	0.5	7.6	-2.3	8.9	-1.2	10.4	17.0	
Spain – Madrid Barajas	7.5	-3.9	6.7	-4.8	7.4	-4.2	8.5	-3.2	8.0	-3.8	1.4	20.0	
Greece – Athens Airport	19.6	4.9	18.0	3.2	16.3	1.4	16.2	1.1	18.8	3.6	0.5	3.0	
Bulgaria – Sofia Observatory	14.1	4.6	11.1	1.5	7.5	-2.3	7.8	-2.1	9.2	-0.9	20.7	35.5	
Turkey – Istanbul Ataturk	17.9	6.5	16.4	4.9	14.0	2.4	12.9	1.1	14.5	2.6	8.1	20.5	

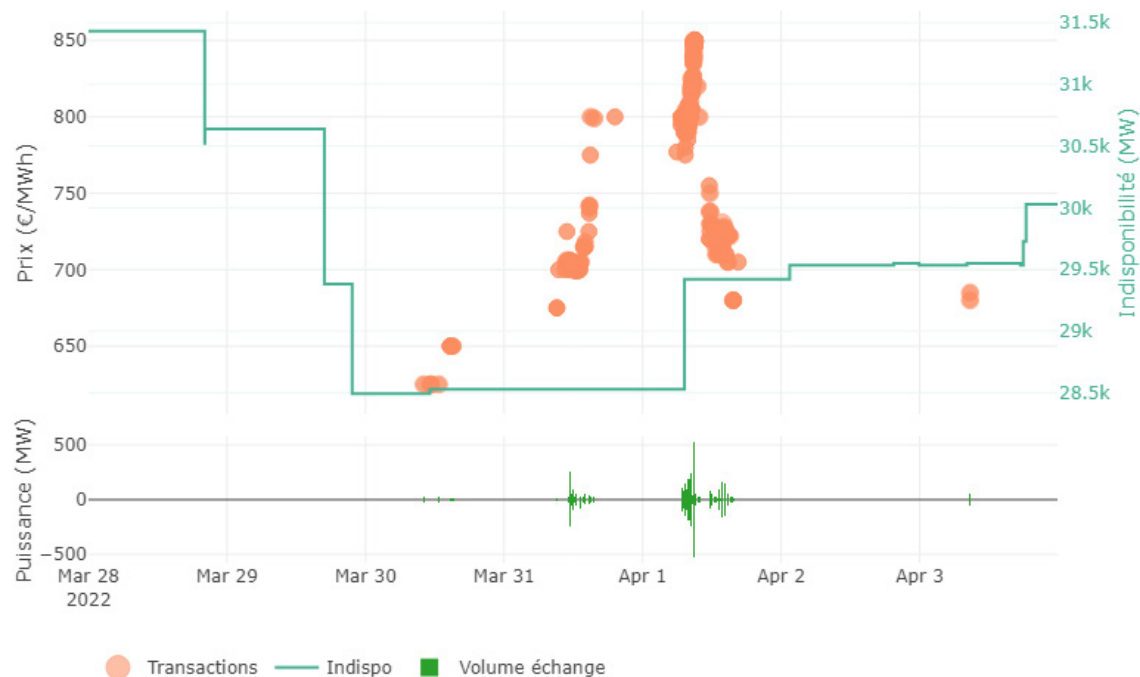
*normal means cleaned 10-year average (2004-2013 inclusive)
 – Ensemble forecasts (12.00 GMT) provided by Speedwell Weather

Figure 9 : Prévion de température le 31 mars 2022 (source Argus)

Les prix de marché pour la journée du 4 avril 2022 se sont alors emballés, le prix de la journée base du 4 avril 2022 a pu atteindre près de 850 €/MWh et le produit pic 1000 €/MWh. Le 1^{er} avril 2022, un article d'Argus titrait : « Les prix au comptant de l'électricité en France pour livraison lundi ont bondi de 125 euros pour atteindre 840 euros/MWh sur la bourse EEX, dans un contexte de craintes d'une pénurie d'approvisionnement due à une vague de froid et à une faible disponibilité du nucléaire. ».

Les acteurs ont visiblement anticipé la tension sur le système en amont de l'enchère spot et une grande liquidité est observée (5 GW échangé sur le produit base et 250 MW sur le produit pointe).

Les échanges sur la bourse et de gré-à-gré ont particulièrement été visibles le matin du 1^{er} avril, les acteurs ayant peut-être réagi à l'annonce par EDF le 1^{er} avril à 7h15 du matin de la prolongation de l'indisponibilité de Dampierre 1 jusqu'au 5 avril 2022 (pour cause de fortuit survenu le 26 mars 2022).



Source : CRE

Figure 10 : Transactions sur le produit base France 4 avril 2022 (EEX et OTC)

1.3 Des capacités d'import faible, en particulier depuis l'Allemagne

Pour rappel, les capacités mises à disposition des échanges transfrontaliers d'électricité sont calculées suivant différentes méthodes sur les frontières françaises. Pour les frontières avec des pays de l'UE, la méthode de calcul est définie au sein de régions de calcul de capacité afin d'aboutir à un calcul de capacité coordonné entre les GRT de la région afin d'en optimiser l'efficacité. En revanche, le calcul de capacité aux frontières avec un pays-tiers (Suisse et Angleterre pour la France) dépend de la mise en place d'accords bilatéraux entre les deux pays.

1.3.1 Frontières France-Belgique et France-Allemagne

La région de calcul de capacité Europe Centre-Ouest (ci-après « CWE »)² est constituée de 6 pays (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Luxembourg et Pays-Bas). A l'échéance journalière, le calcul de capacité CWE est fondé sur les flux (ci-après « flow-based »). Le calcul de capacité « flow-based » ne calcule pas une capacité d'échange maximale entre deux zones mais des coefficients liant les échanges transfrontaliers aux flux sur les éléments de réseaux critiques. C'est dans un second temps, au moment du couplage, que sera donc déterminée la capacité réellement disponible sur une frontière donnée en prenant en compte l'ensemble des échanges. Ce calcul de capacité prend en compte plus efficacement les interdépendances entre les flux des zones de prix au sein d'une région qui est caractérisée par un fort maillage.

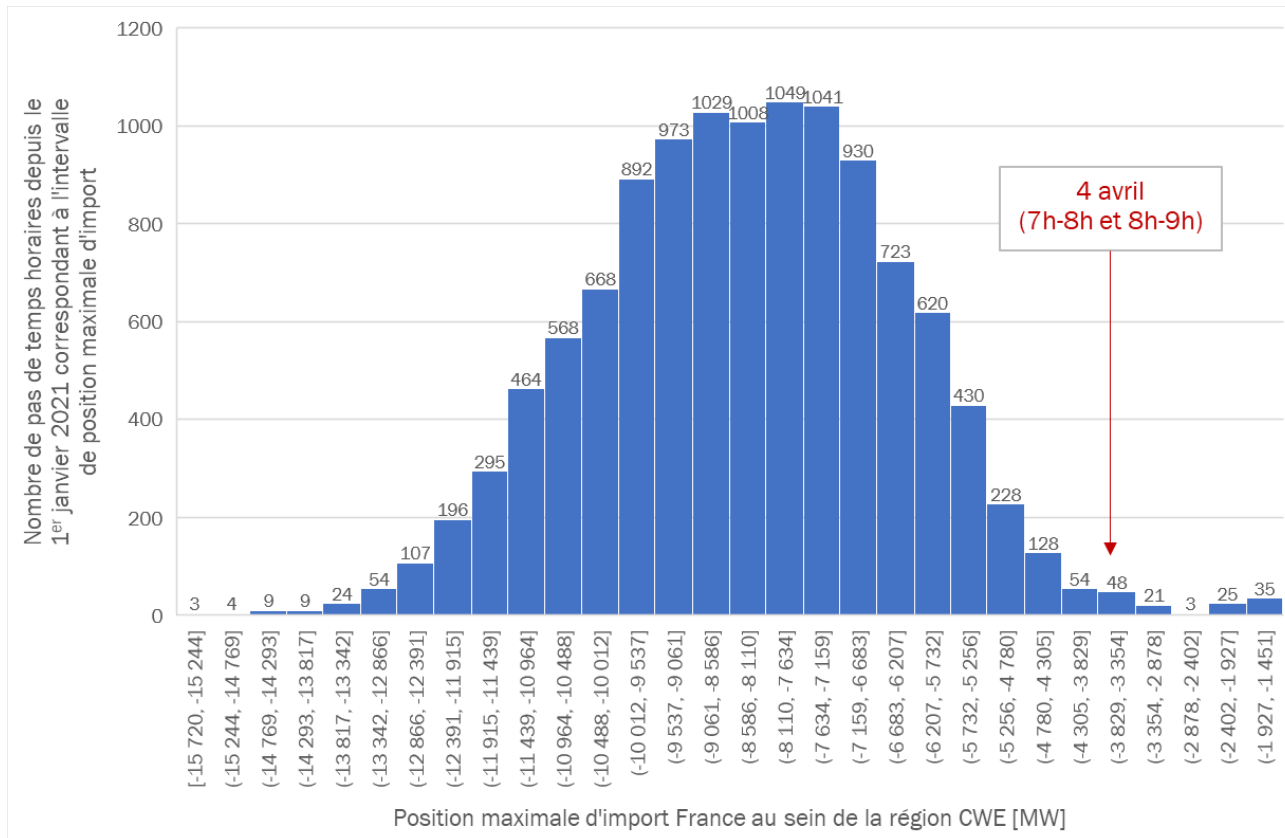
L'indicateur pertinent permettant de surveiller la capacité disponible pour les échanges transfrontaliers dans une région utilisant la méthode « flow-based » est appelée « **Position maximale d'import/export** ». Pour la France, cet indicateur correspond à la capacité disponible aux frontières françaises faisant partie de la région CWE (les frontières France-Belgique et France-Allemagne) dans une situation où l'ensemble des échanges commerciaux de la région CWE sont articulés de manière à maximiser les flux d'import ou export de la France. Cet indicateur est donc une des solutions possibles que pourrait retenir l'algorithme lors du processus du couplage.

Le 4 avril 2022, les positions maximales d'import de la France, au sein de la région CWE étaient respectivement de 3714 MW et 3600 MW pour les heures 7 et 8. Il s'agit d'une situation avec des capacités extrêmement faibles :

- Depuis le 1^{er} janvier 2021³, ces positions maximales d'import font parties des 1% les plus faibles constatées sur la période aux frontières françaises CWE.
- Depuis le 1^{er} janvier 2022¹, ces positions maximales d'import font parties des 2% les plus faibles constatées sur la période aux frontières françaises CWE.

² Depuis le 8 juin 2022, le calcul de capacité CWE a été remplacé par un calcul de capacité coordonné à la maille de la région Core, comprenant 13 pays.

³ Période d'analyse s'arrêtant au 30 avril 2022.



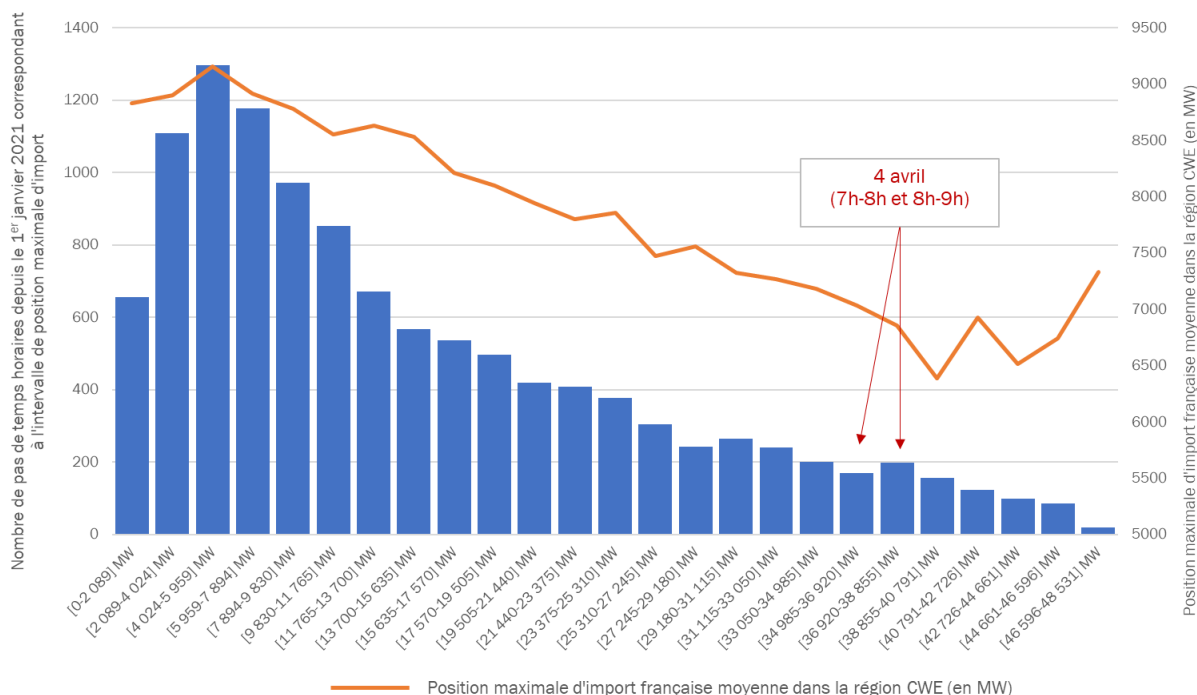
Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 11 Histogramme de la position maximale d'import France au sein de la région CWE pour la période allant du 1^{er} janvier 2021 au 30 avril 2022.

Néanmoins, ce cas n'est pas isolé. Comme le montre le graphique 1, il y a eu plus de 89 heures avec une position maximale d'import française moindre depuis 2021. Depuis le début de l'année, les journées du 30 janvier, du 1^{er}, 5 et 6 avril présentent notamment des profils similaires.

La faiblesse des capacités d'import de la France aux frontières FR-BE et FR-DE découle d'une combinaison de trois facteurs principaux.

- i. Importante production éolienne en Allemagne : la production d'énergie renouvelable allemande est majoritairement localisée au nord du pays (éolien terrestre et offshore) tandis que le sud du pays demeure le principal centre de consommation. Cela génère des flux massifs nord-sud sur un réseau allemand qui n'est pas dimensionné en conséquence et est dès lors très fortement chargé. Il en résulte que les éléments de réseau allemands pris en compte dans le calcul de capacité de la région CWE ont des flux de référence plus élevés et donc des capacités restant à disposition plus faibles. De plus, cette situation génère des flux de boucle correspondant à un report des flux nord-sud sur les réseaux des pays voisins (Belgique et Pays-Bas pour ce qui concerne la France). Ces flux réduisent eux aussi les capacités disponibles sur les éléments de réseau des pays voisins de l'Allemagne. Dès lors les capacités d'imports de la France dans la région CWE sont plus limitées en cas de forte production éolienne en Allemagne. Cela est illustré par le graphique 2, sur lequel on constate que la position maximale d'import française au sein de la région CWE décroît en moyenne avec l'augmentation de la production éolienne allemande.



Source : RTE, ENTSOE - Analyse : CRE

Figure 12 Histogramme de la production éolienne allemande et position moyenne d'import maximale française dans la région CWE pour la période allant du 1^{er} janvier 2021 au 30 avril 2022

La production éolienne allemande le 4 avril était de 36 821 MW et 37 844 MW pour les heures 7 et 8. Ces niveaux de production sont très élevés, étant dans le 94^{ème} percentile sur la période observée.

- ii. Faible production française proche des frontières France-Belgique et France-Allemagne : plusieurs moyens de productions français étaient à l'arrêt le 4 avril. Les deux réacteurs de la centrale nucléaire Chooz B (frontière France-Belgique) étaient arrêtés de manière préventive (contrôle de potentiels défauts de corrosion). Pour les mêmes raisons seulement deux des quatre réacteurs de la centrale nucléaire de Cattenom (frontière France-Allemagne) étaient en fonctionnement. Enfin la dernière tranche de la centrale thermique au charbon de Saint-Avoid (frontière France-Allemagne) a été arrêtée le 31 mars 2022. Lorsqu'elles sont en fonctionnement ces unités de production génèrent des flux impactant la modélisation du réseau utilisée pour le calcul de capacité. Ces flux ont pour conséquence d'augmenter la capacité d'échanges commerciaux aux frontières dans le sens import.
- iii. Opération d'ingénierie sur l'interconnexion France-Belgique Mastaing-Avelgem : cette interconnexion est l'une des 3 interconnexions 400kV entre la France et la Belgique. Elle est en maintenance depuis le 21 février 2022 pour des travaux planifiés (changement des conducteurs).

En synthèse, la situation d'import observée le 4 avril 2022 à 7h et 8h s'explique par une concomitance de facteurs, qui individuellement ne sont pas rares mais qui conjointement aboutissent à des capacités extrêmement faibles. Aussi longtemps que subsisteront les problèmes évoqués dans les paragraphe ii et iii, les capacités disponibles sur les frontières FR-DE et FR-BE resteront faibles en cas de production éolienne élevée en Allemagne.

En vue de l'hiver prochain, il apparait nécessaire que RTE se rapproche de ses homologues allemands et belge pour étudier la possibilité, en cas de situation critique pour l'approvisionnement électrique français, de prendre des mesures permettant d'augmenter les capacités d'import de la France depuis la zone CWE.

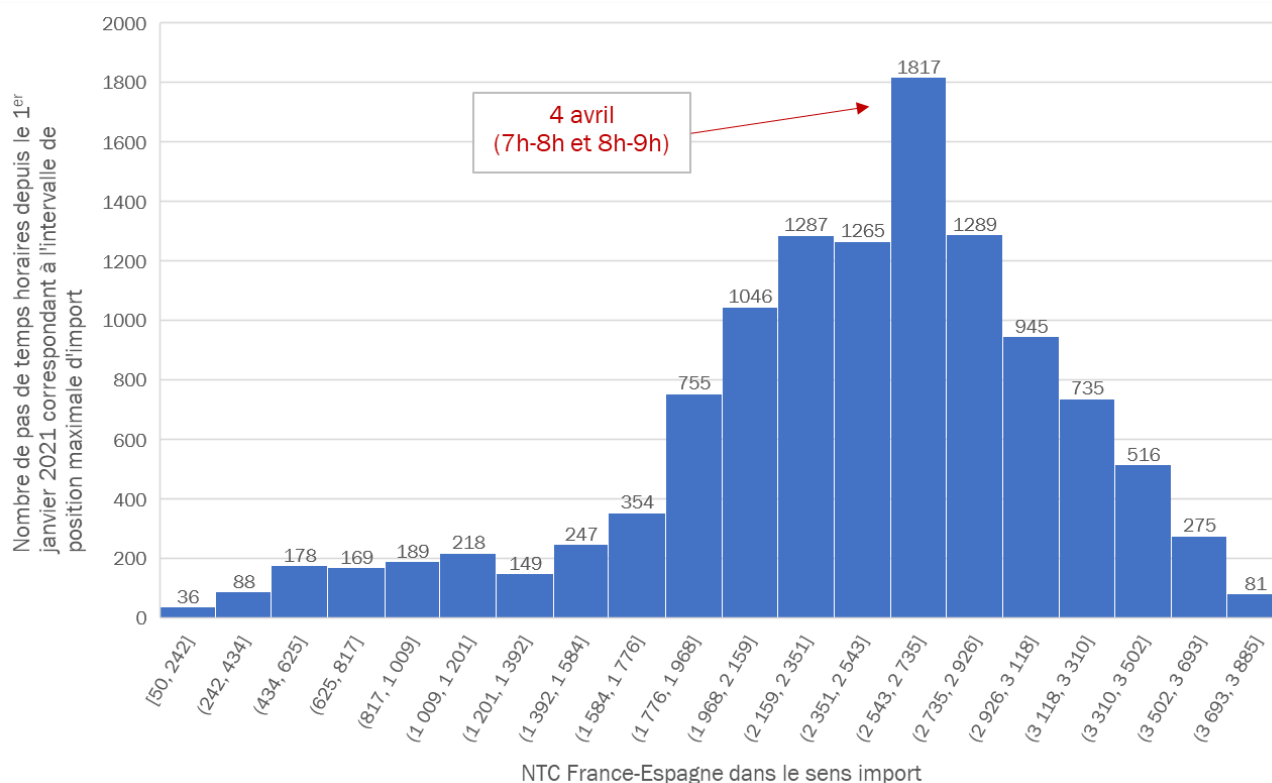
1.3.2 Frontière France-Espagne

La France, l'Espagne et le Portugal constituent la région de calcul de capacité Europe du Sud-Est (ci-après « SWE »). Le calcul de capacité coordonné repose sur la méthode « Net Transmission Capacity » (ci-après « NTC »). Le processus de calcul NTC aboutit à fournir, pour chaque frontière et pour chaque sens (import et export), une capacité maximale disponible aux échanges transfrontaliers.

Lors de la journée du 4 avril, le calcul de capacité coordonné à la frontière France-Espagne, dans le sens import, a abouti à une valeur basse de 1050 MW disponibles. Cela était dû à un problème de données sur le modèle de réseau considéré.

Pour pallier cet incident, RTE et son homologue espagnol REE ont refait un calcul de capacité bilatéralement afin d'obtenir une valeur conforme à la réalité du réseau. Cette procédure n'est pas automatique et a été décidée conjointement par RTE et REE notamment en raison des difficultés d'approvisionnement français anticipées pour la journée du 4 avril. Il en résulte une NTC à la frontière France-Espagne dans le sens import de **2550 MW** disponibles pour les échanges transfrontaliers. Cette capacité est supérieure à la moyenne de 2302 MW sur la période observée.

La capacité disponible pour le couplage journalier unique était de 2519 MW pour les heures 7 et 8, elle correspond à la NTC retranchée des nominations de droits de long-terme à hauteur de 31 MW. Comme le montre le graphique 3, ces valeurs sont dans la norme des valeurs observées sur la frontière FR-ES dans le sens import.



Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 13 Histogramme de la capacité d'interconnexion offerte au couplage journalier à la frontière France-Espagne dans le sens import pour la période allant du 1^{er} janvier 2021 au 30 avril 2022.

Aucune capacité supplémentaire n'a été mise à disposition des échanges transfrontaliers pour la frontière FR-ES dans le sens import à l'échéance infra journalière.

1.3.3 Italie Nord

La France, la zone de dépôt des offres du Nord de l'Italie, l'Autriche, la Slovénie ainsi que la Suisse en qualité de partenaire technique, forment la région de calcul de capacité Italie Nord. Au sein de cette région, le calcul de capacité coordonné repose sur la méthode « *Net Transmission Capacity* » qui a pour objectif de calculer pour chaque frontière et pour chaque sens (import et export), une capacité maximale disponible aux échanges transfrontaliers. Pour autant, le projet visant à implémenter une méthodologie de calcul coordonné de capacité n'est pas encore achevé. A l'heure actuelle, le calcul coordonné n'existe que dans le sens d'une importation du point de vue italien.

En date du 4 avril 2022, il n'y avait donc pas de calcul coordonné de capacité dans le sens IT > FR, qui était pourtant le sens prévu des échanges. La valeur utilisée pour le couplage est dans ce cas une valeur définie annuellement par les GRT, cette valeur pouvant être modulée en fonction des consignations ou des avaries. Cette valeur était fixée à 995MW de capacité disponible (NTC) pour les deux heures qui nous intéressent ce 4 avril 2022.

On peut noter que sur ces 995MW de capacité offerte au marché, 150MW ont été utilisés pour des nominations de long terme. La capacité offerte pour le couplage unique journalier était donc de 845 MW. Le déroulement de cette

journee met en lumiere le besoin pressant pour un calcul de capacite coordonne dans le sens import afin de garantir des capacites offertes aux echanges transfrontaliers optimales.

1.3.4 Angleterre

Depuis la sortie du Royaume-Uni de l'Union europeenne, il n'y a plus de calcul de capacite coordonne a la frontiere France-Angleterre et cette frontiere n'est plus integree au couplage unique journalier europeen. La capacite est dorénavant vendue via un systeme d'encheres explicites. La frontiere France-Angleterre n'est donc pas integree au couplage unique journalier europeen, et en cela ne contribue pas directement a la fixation du prix spot.

La capacite maximale des interconnexions IFA et IFA2 est de 3000 MW. Cette capacite peut etre reduite en cas de maintenance ou d'avarie. Depuis le 15 septembre la capacite disponible (NTC) sur l'interconnexion IFA est reduite a 1000 MW (contre 2000 MW en situation normale) a la suite d'un incendie sur l'installation. Un retour en mode nominal est attendu pour l'automne 2022.

Le 4 avril, la NTC a la frontiere FR-GB, dans le sens import, etait de 2014 MW ce qui est donc la capacite maximale possible compte tenu de cet incident.

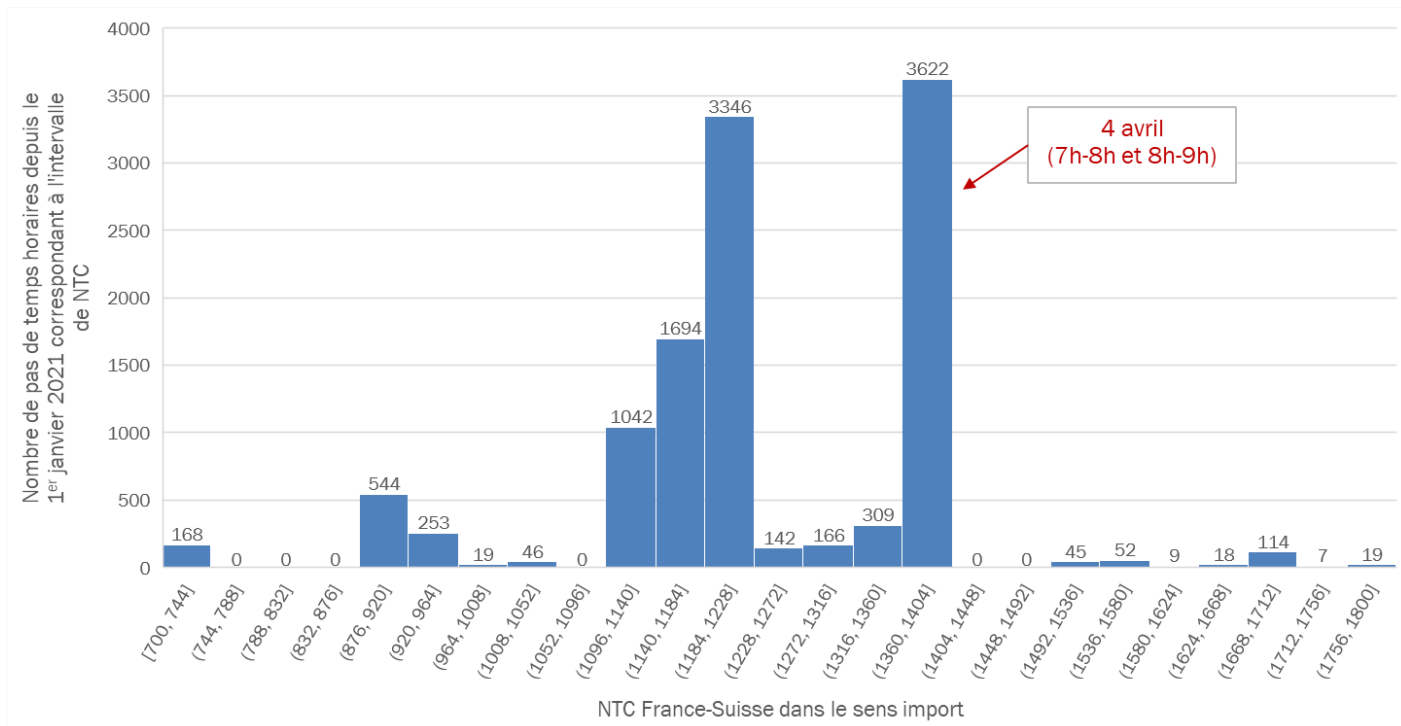
1.3.5 Suisse

La suisse ne fait pas partie du couplage unique journalier europeen. La capacite d'echange n'est donc pas allouee de facon implicite en meme temps que les echanges d'energie, comme c'est le cas pour les frontieres avec l'Espagne, l'Italie, la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne.

La specificite sur cette frontiere tient au fait que de nombreux contrats de long terme donnant droit a utilisation des capacites d'echange subsistent encore aujourd'hui. De la capacite d'echange supplementaire est egalement attribuee aux acteurs de marche par des encheres explicites.

Sur cette frontiere, la capacite d'echange maximale theorique est calculee par RTE et Swissgrid suivant la methode dite « NTC ». Pour la journee du 4 avril, pour les heures 7 et 8, la capacite disponible pour les echanges a l'echancee journaliere (capacite calculee le jour precedant la livraison) etait de 1400MW (NTC), soit une valeur plutot elevee pour cette frontiere.

En se rapprochant du temps reel, les GRT qui ont une meilleure vision de l'etat qu'aura le reseau a l'heure de livraison, sont parfois en mesure de mettre a disposition du marche de la capacite supplementaire d'echange. Le 4 avril pour les heures 7 et 8, 300MW supplementaires sont ainsi venus s'ajouter a la capacite d'echange et ont ete mis a disposition des echanges infra journaliers.



Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 14 Histogramme de la capacité d'interconnexion offerte au marché, avant prise en compte du calcul infra journalier, France-Suisse dans le sens import pour la période allant du 1^{er} janvier 2021 au 30 avril 2022.

1.3.6 Bilan des capacités disponibles aux interconnexions

Les capacités d'import totales françaises le 4 avril étaient faibles par rapport aux niveaux constatés en moyenne comme le montre les tableaux 1 et 2. La faiblesse vient principalement des frontières France-Belgique et France-Allemagne. **Ce profil de capacités d'import est rare mais il peut se reproduire dans l'année.**

L'ensemble de la capacité disponible aux importations françaises a été utilisée à l'exception des frontières France-Belgique et France-Allemagne en raison du cas spécifique du « flow-based » et de la notion de position d'import maximale qui est décrit dans la partie 2.2 de la note.

En conclusion, l'analyse des capacités d'importation donne des résultats ambivalents :

Alors que le risque de délestage en France pendant les 2 heures du matin était connu depuis plusieurs jours, les interconnexions au sein de l'Union européenne ont donné des résultats décevants :

- un niveau extrêmement faible venant de la zone CWE (Allemagne -Belgique), au niveau des 1% des heures historiquement de plus faible capacité ;
- un niveau dans la moyenne pour l'Espagne et l'Italie.

Frontière	Capacité moyenne disponible ⁴ (en MW)	Le 4 avril à l'heure 7	
		Capacité disponible aux échanges transfrontaliers journalier ⁵ (en MW)	Capacité allouée en journalier (en MW)
BE>FR et DE>FR	8 364	3 714	3 104
ES>FR	2 419	2 550	2 550
IT>FR	1 031	995	995
GB>FR ⁶	2 247	2 014	2 014
CH>FR ⁵	1 223	1 400	1 400
Total		10 673	10 063

Tableau 1 : Capacités disponibles et allouées en journalier aux frontières françaises, dans le sens import, le 4 avril 2022 pour l'heure 7.

Frontière	Capacité moyenne disponible ³ (en MW)	Le 4 avril à l'heure 8	
		Capacité disponible aux échanges transfrontaliers journalier ⁴ (en MW)	Capacité allouée en journalier (en MW)
BE>FR et DE>FR	8 364	3 597	3 102
ES>FR	2 419	2 550	2 550
IT>FR	1 031	995	995
GB>FR ⁵	2 247	2 014	2 014
CH>FR ⁵	1 223	1 400	1 400
Total		10 556	10 061

Tableau 2 : Capacités disponibles et allouées en journalier aux frontières françaises, dans le sens import, le 4 avril 2022 pour l'heure 8.

⁴ Sur la période allant du 1^{er} janvier 2021 au 30 avril 2022.

⁵ Il s'agit des capacités mises à disposition des échanges transfrontaliers (NTC) sauf dans le cas des frontières FR-BE et FR-DE, pour lesquelles il s'agit de la position maximale d'import française au sein de la région CWE.

⁶ Les frontières FR-GB et FR-CH ne participent pas au couplage unique journalier européen et ne participent donc pas directement à la fixation du prix spot.

1.4 RTE active le signal écoWatt orange le samedi 2 avril 2022

Les prévisions de températures pour le lundi ont continué à descendre, pour atteindre en fin de journée vendredi près de -5 °C par rapport à la normale.

Dans cette situation, RTE a procédé à l'activation du signal écoWatt⁷ pour inciter les consommateurs français à reporter leur usage au maximum. A cette occasion, RTE précisait qu'en raison de la baisse des températures, la consommation d'électricité pourrait atteindre **73 000 MW** vers 09h00. La production d'électricité devrait être de 65 000 MW, mais la France devrait pouvoir importer jusqu'à **11 000 MW**.

RTE n'envisageait toutefois pas de coupure d'électricité lundi matin, sauf si des aléas devaient survenir ce week-end.

2. DEROULEMENT DE L'ENCHERE SPOT DU 3 AVRIL POUR LE 4 AVRIL

2.1 Le couplage journalier a dû être réeffectué en raison de l'atteinte du plafond de prix

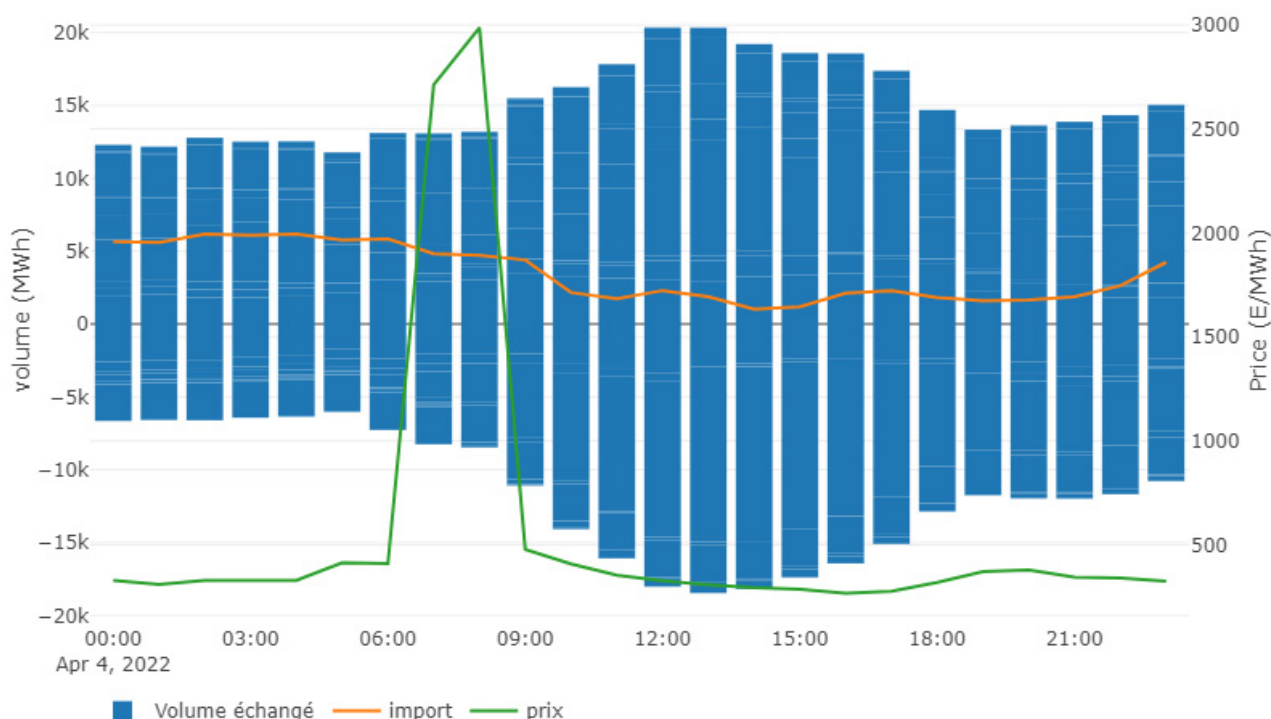
L'enchère journalière pour le 4 avril 2022 a eu lieu le dimanche 3 avril 2022 à 10h. Initialement, l'enchère avait fixé les prix suivants à 12h48 pour 7h00 et 8h00 : 2758,54 €/MWh et 3000 €/MWh (atteinte du plafond).

Selon la procédure en place pour le couplage journalier, EPEX a réouvert l'enchère à 12h50 et a laissé aux acteurs 15 minutes pour changer leurs ordres si besoin. Un nouveau calcul à l'échelle européenne s'est déroulé et des prix extrêmement élevés sont de nouveaux obtenus pour les heures 7 (2 712 €/MWh) et 8 (2 987 €/MWh), mais sans atteinte du plafond et rationnement.

Le prix moyen de la journée est de 551 €/MWh.

Les prix ayant atteint 60 % du plafond, le prix plafond est augmenté de 1000 €/MWh⁸ dans l'ensemble des zones de marché incluses dans le couplage unique journalier, couvrant 24 pays, en application de la décision⁹ de l'ACER portant sur les prix maximum et minimum du couplage journalier. Les conséquences de la situation rencontrée le 4 avril matin sont donc très importantes pour la France mais aussi pour l'ensemble du marché européen.

Volumes des transactions sur les enchères Spot



Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

⁷ <https://www.rte-france.com/actualites/baisse-temperatures-rte-active-signal-orange-national-ecowatt-lundi-4-avril-2022>

⁸ 5 semaines après l'enchère c'est-à-dire le 10 mai 2022

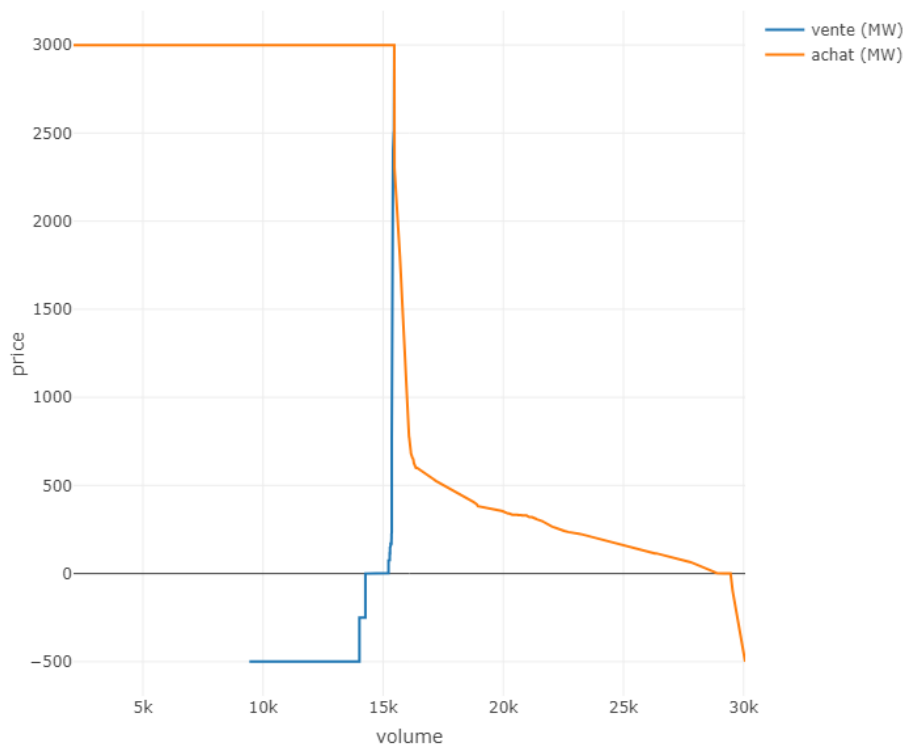
⁹ Harmonised maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM Regulation) : https://www.nemo-committee.eu/assets/files/nemo_committee_files/acer-sdac-anex.PDF

Figure 15 : Volume échangé sur l'enchère d'EPEX SPOT (MWh), prix de clearing (€/MWh) et import journalier implicite (MWh)

L'enchère ne montre pas de volume d'échange exceptionnel, notamment pour 7h et 8h. On observe que les échanges avec les pays voisins calculé implicitement lors du couplage journalier (Allemagne, Italie, Belgique et Espagne) ne sont pas particulièrement plus élevés pendant les heures de tension, ce qui indique une saturation des capacités d'échange mise à disposition du marché, qui n'ont pas été spécifiquement augmentées par les GRT avant l'enchère journalière.

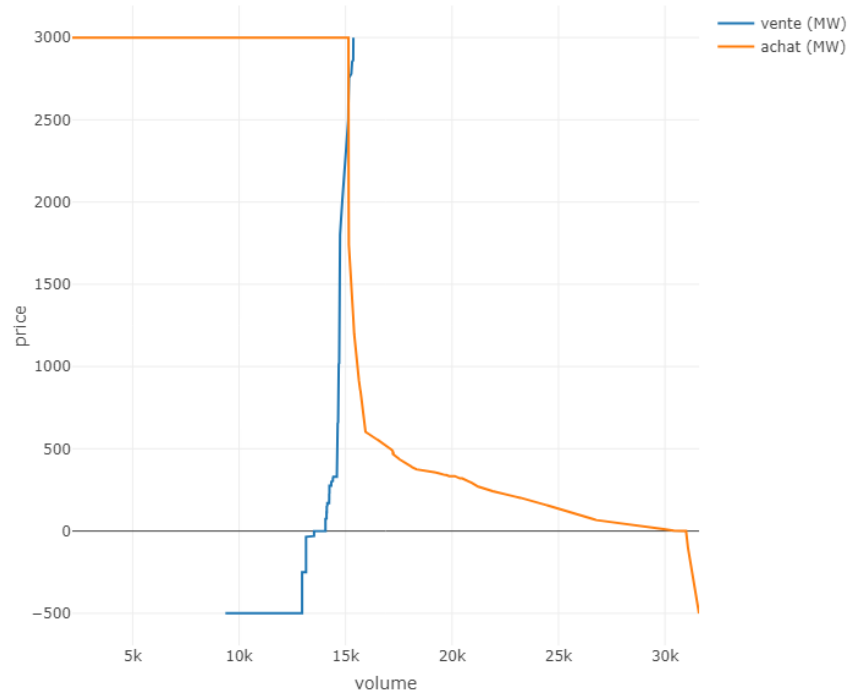
L'enchère présente peu de profondeur à la vente (hors vente à tout prix) sur les heures de tension, comme illustré par les courbes d'offres et de demandes ci-dessous. Le plafond aurait pu être atteint à 230 MW près à 7h et 0,3 MW à 8h.

Inversement, un décalage favorable de 1 000 MW (hausse de l'offre, par exemple aux interconnexions, ou baisse de la demande) aurait fait baisser très fortement le prix, autour de 1 000 ou 1500 €/MWh.



Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

Figure 16 : Courbes d'offre et de demande agrégées sur l'enchère journalière française du 04/04/2022 à 07:00



Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

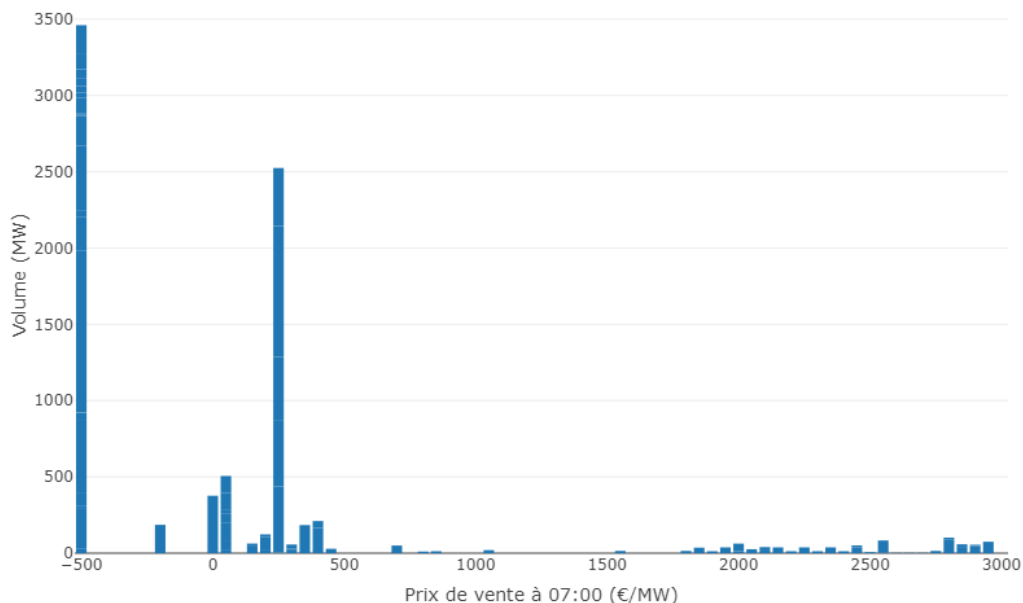
Figure 17 : Courbes d'offre et de demande agrégées sur l'enchère journalière française du 04/04/2022 à 08:00

La courbe de vente présentant une pente élevée, le prix était particulièrement sensible à une faible modification de l'offre ou de la demande. Pour 8h, une hausse d'offre de 500 MW aurait eu pour effet de baisser le prix d'environ 1700 €/MWh. Pour 7h, la même hausse aurait eu pour effet de diminuer le prix d'environ 1100 €/MW.

En analysant plus précisément les carnets d'ordre français (hors import) pour 7h et 8h, il est possible de voir que les volumes vendus sont principalement proposés à - 500 €/MWh (c'est-à-dire à tout prix) et à 250 €/MWh. Il n'y a pratiquement plus de volumes proposés après 500 €/MWh (295 MWh à 8h et 946 MWh à 7h).

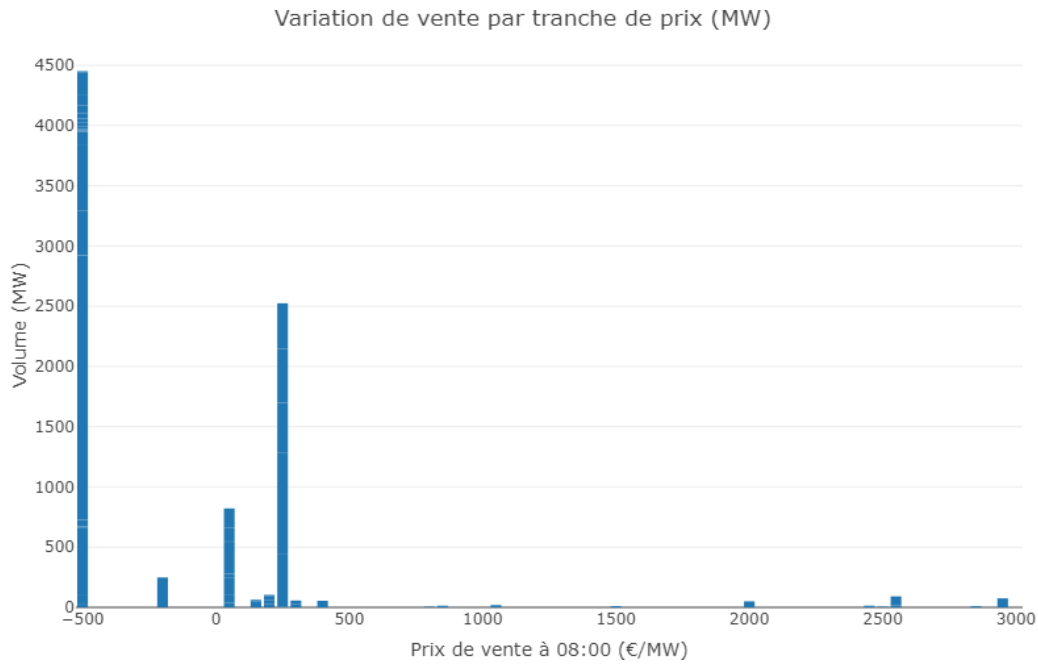
Le prix du PEG ce jour-ci étant de 110 €/MWh et le CO2 à 78,5 €/t, le pic de volume d'offres à 250 €/MWh s'explique très bien par le coût de production par CCG. Ces niveaux de prix d'offres semblent donc cohérents avec les fondamentaux et ne font pas apparaître une stratégie de rétention de capacité « économique » (i.e. par des prix décorrélés des coûts variables) sur les heures du pic.

Variation de vente par tranche de prix (MW)



Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

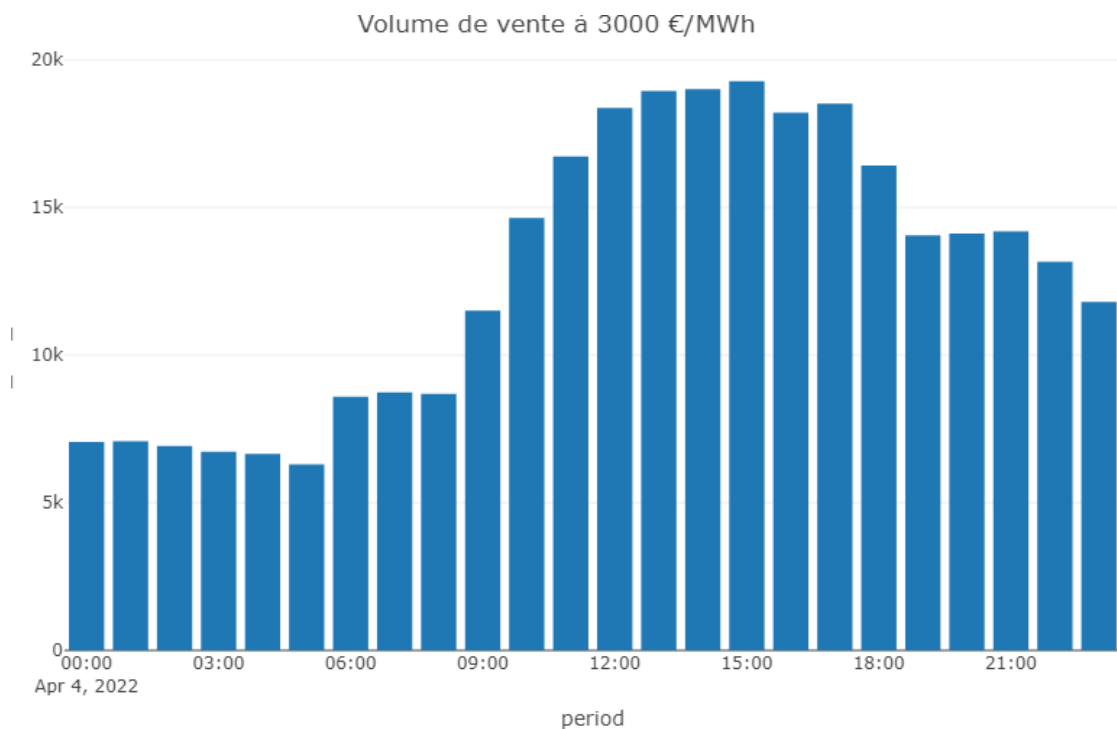
Figure 18 : Volume d'offres de vente par tranche de prix proposé (50€/MWh) à 07:00



Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

Figure 19 : Volume d'offres de vente par tranche de prix proposé (50€/MWh) à 08:00

Les volumes proposés pour 7h et 8h sont relativement faibles en comparaison du reste de la journée (voir Figure 21), mais supérieurs à ceux de la nuit. Au regard de l'évolution de la production éolienne, l'ordre de grandeur de ces volumes ne paraît pas, au premier ordre, suspect, et conduit à écarter une suspicion de rétention de capacité en volume. Si une rétention de capacité en volume avait eu lieu, des unités anormalement en arrêt, un surplus de volumes sur l'infrajournalier ou des déséquilibres positifs importants auraient été visibles sur ces heures, ce qui n'a pas été le cas (voir partie suivante).



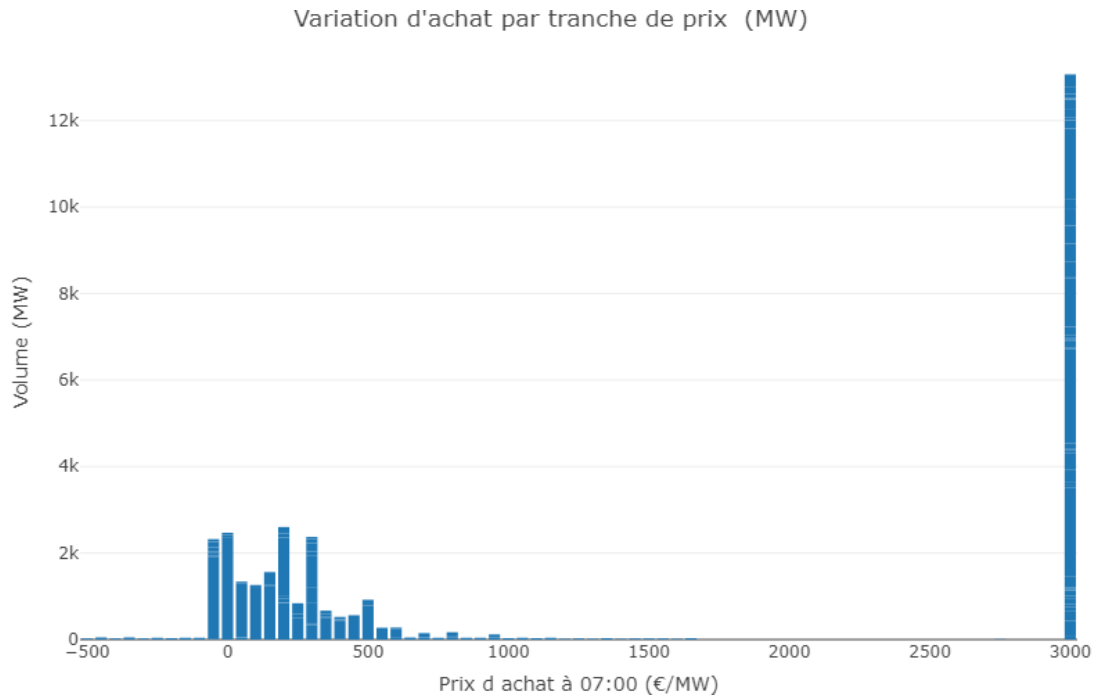
Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

Figure 20 : Volume des offres de vente proposées sur le marché journalier français le 4 avril par heure (MWh)

S'agissant des ordres d'achats, les acteurs se sont positionnés majoritairement à tout prix. Des ordres d'achats entre 500 €/MWh et 0 €/MWh existent mais ne sont pas prépondérants par rapport aux volumes à 3000 €/MWh.

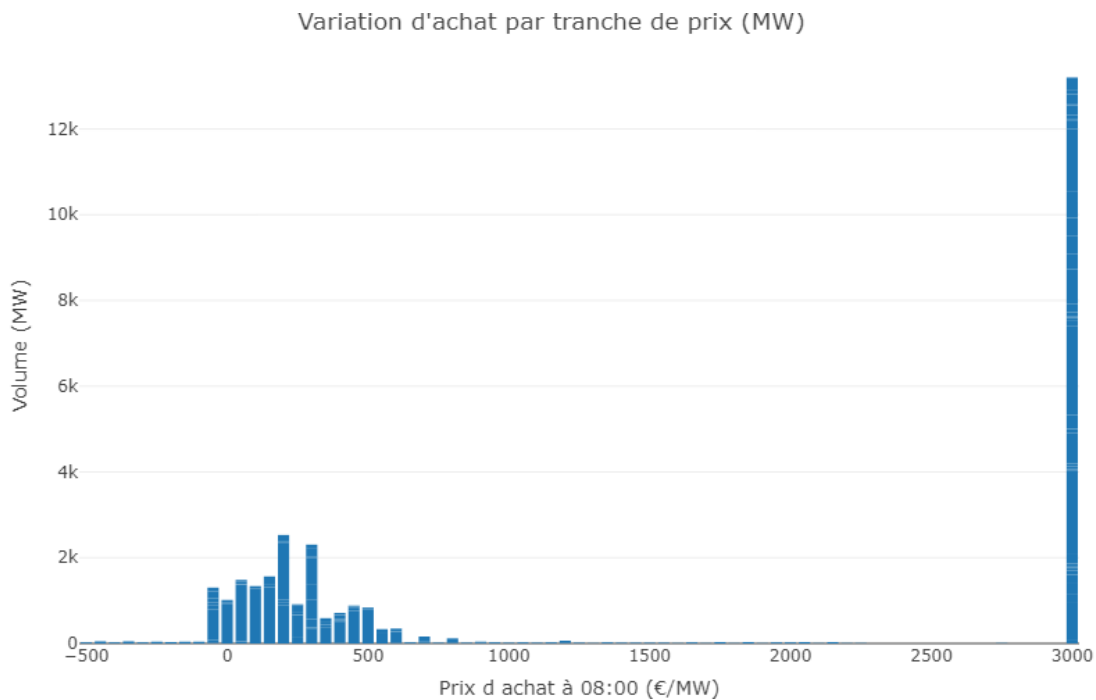


Une stratégie d'achats à tout prix est cohérente pour les acteurs physiques (fournisseur ou consommateur) mais également pour les acteurs s'étant couverts avec des produits financiers avec un débouclage sur le spot.



Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

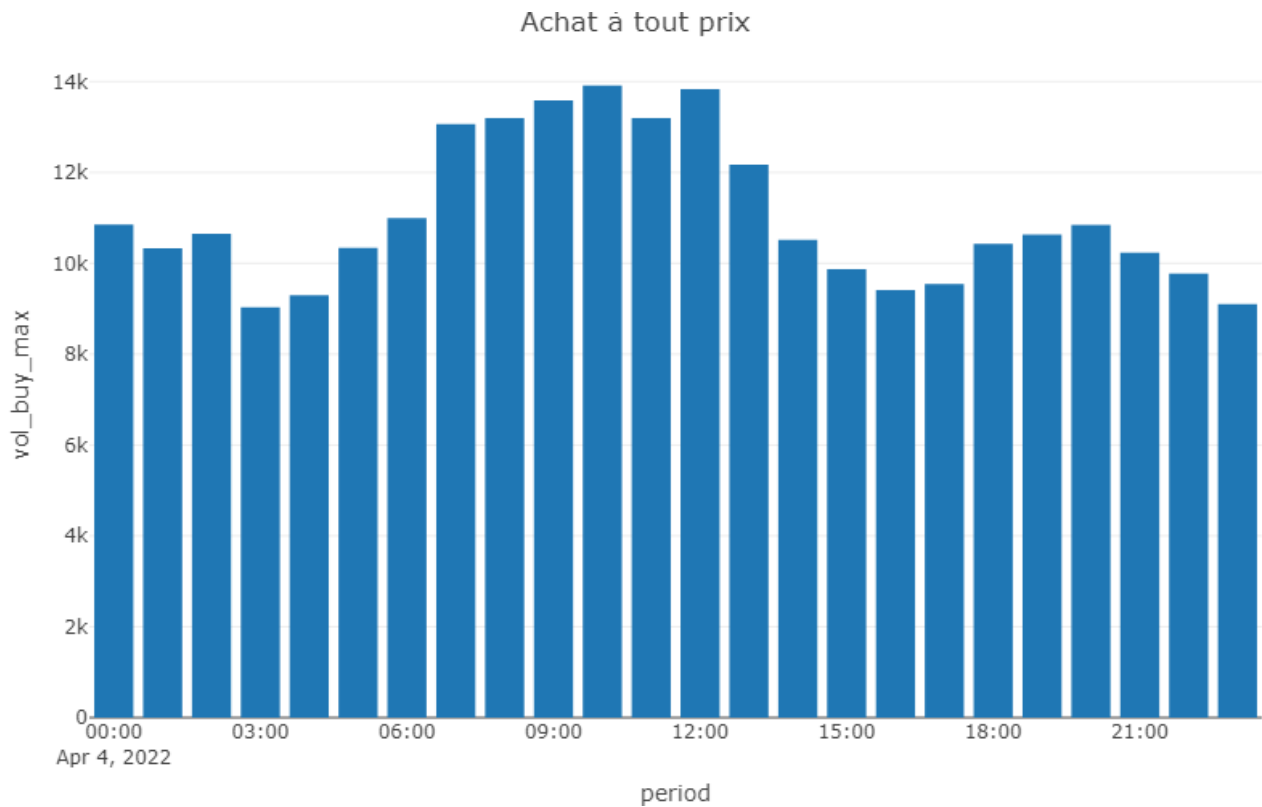
Figure 21 : Volume d'offres d'achat par tranche de prix (50€/MWh) pour 7h



Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

Figure 22 : Volume d'offres d'achat par tranche de prix (50€/MWh) pour 8h

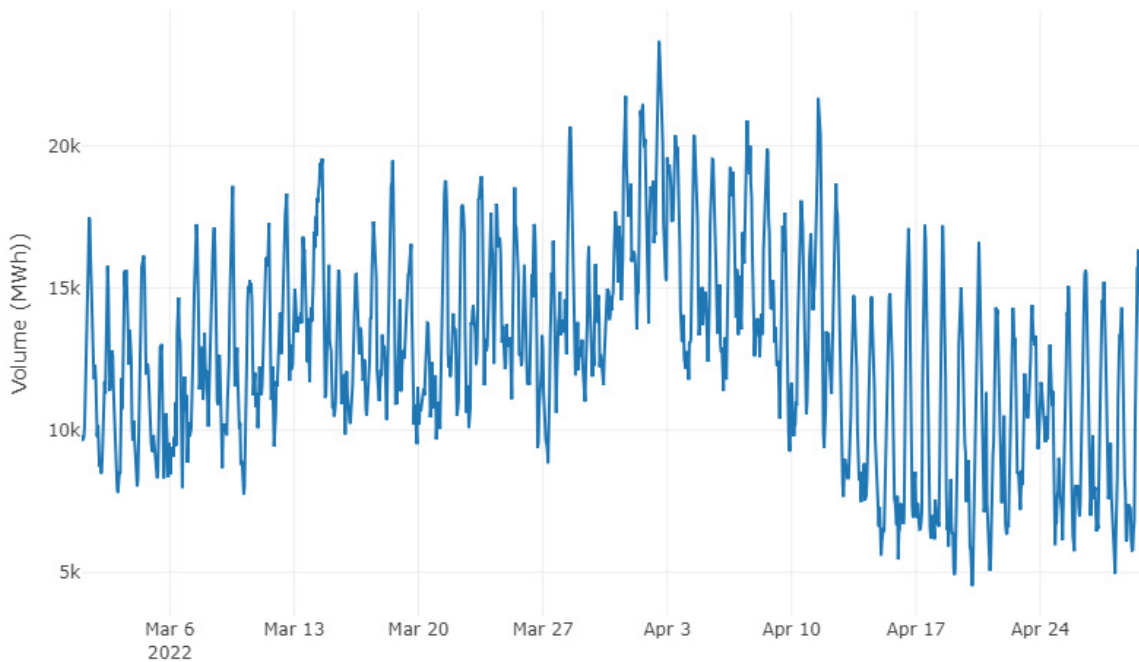
Les volumes d'achat à tout prix pour 7h et 8h sont du même ordre de grandeur que sur les autres heures de la matinée et semblent refléter une anticipation de consommation forte dès 7h. Une tendance à une légère sur-couverture pourrait être observée ici, par rapport au profil de la consommation.



Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

Figure 23 : Volume d'achat proposé à 3000 €/MWh sur le spot le 4 avril 2022 par heure (MWh)

En comparant les achats pour 7h et 8h par rapport à ceux de fin mars et début avril, il n'apparaît pas de discontinuité significative. On observe d'ailleurs que le marché a été plus actif sur l'enchère du 1^{er} avril avec notamment plus de 23,6 GW proposés à l'achat pour le samedi 2 avril 2022 à 13h. La période de début avril était donc caractérisée dans son ensemble par des volumes d'offres d'achat élevés, sans que les heures du pic du 4 avril ne se distinguent particulièrement.



Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

Figure 24 : Volumes d'achat sur le marché spot français (MWh)

En conclusion, l'analyse des résultats de l'enchère et des carnets d'ordre ne montre pas de signe de manipulation. Les prix étaient très sensibles aux volumes d'offres proposés cette-journée ci en raison de la forte demande et du volume faible disponible en France. A quelques centaines de MW près, les prix auraient pu être très différents, dans un sens comme dans l'autre.

2.2 Euphemia n'a pas saturé à 100 % les capacités d'import disponibles en journalier

L'algorithme de couplage pan-européen EUPHEMIA maximise le surplus global (« *welfare* ») créé à l'échelle européenne sans privilégier une zone de prix participant au couplage par rapport à une autre sauf en cas de pénurie avérée dans une zone (ce qui n'était pas le cas en France le 4 avril lors de la 2nde enchère pour les heures 7 et 8 puisque le plafond de prix n'a finalement pas été atteint).

Au sein de la région CWE, les capacités disponibles sur une frontières étant déterminées suivant la méthode « *flow-based* », elles sont dépendantes des échanges effectués sur les autres frontières de la région. Les positions maximales d'import ou d'export pour un pays peuvent être atteintes uniquement en contraignant les échanges commerciaux entre les autres zones de la région CWE, cela n'aboutit qu'exceptionnellement à la maximisation du *welfare* européen. Dès lors, afin de maximiser ce *welfare*, les positions retenues par EUPHEMIA sont principalement des positions « intermédiaires » plutôt que des positions maximales pour une zone en part. Ce fut le cas pour les heures 7 et 8 du 4 avril.

Sur ces heures, la France s'est retrouvée en situation de compétition avec l'Autriche pour importer de l'électricité allemande. En effet, les trois éléments de réseau les plus limitants d'un point de vue marché étaient trois éléments de réseau influencés à la fois par les flux Allemagne vers France et Allemagne vers Autriche. Une augmentation des importations françaises induisait une modification de la position import/export de l'Autriche, EUPHEMIA a donc dû arbitrer entre la France et l'Autriche. Avec la solution trouvée par EUPHEMIA, l'Autriche est importatrice de 2 GW avec l'Allemagne et la France de 3,1 GW sur ses frontières CWE.

Une augmentation des importations françaises de 600 MW afin d'atteindre sa position maximale d'import aurait impliqué que l'Autriche devienne exportatrice vers l'Allemagne à hauteur de 3,7 GW, ce qui est une modification radicale de sa situation. A titre d'exemple, l'analyse réalisée par EPEX SPOT montre qu'une réduction de 200 MW d'import de l'Autriche n'aurait permis d'augmenter les imports français que de 24 MW du fait de la configuration du réseau allemand ce jour-là (les 176 MW restant étant « bloqués » en Allemagne). EUPHEMIA a donc logiquement privilégié une position « moyenne » maximisant le *welfare* européen.

Enfin, lors du couplage unique européen, l'algorithme EUPHEMIA est lancé en parallèle avec les mêmes données chez les trois opérateurs du couplage (*nominated electricity market operators* – ci-après les « NEMO ») propriétaires d'EUPHEMIA. Seul le NEMO en charge du couplage pour ce jour transmet ses résultats qui sont la solution retenue pour le couplage unique journalier. Le 4 avril, pour les heures 7 et 8, EUPHEMIA a trouvé exactement la même solution chez les trois NEMO ce qui indique qu'EUPHEMIA a fonctionné normalement et que les résultats sont les meilleurs possibles à l'échelle européenne.

2.1 RTE maintient son alerte après l'enchère du 3 avril

A l'issue de l'enchère, RTE a émis deux messages d'alerte sur le portail service pour alerter les acteurs sur les marges limitées. RTE a augmenté la gravité de l'alerte à 23h23.

Date et heure d'émission	Date d'application	Type	Nature	Sens	Heure début	Heure fin
03/04/2022 23:23	04/04/2022	Dégradé	Equilibre offre/demande	Hausse	05:00	14:00
03/04/2022 18:51	04/04/2022	Information	Equilibre offre/demande	Hausse	05:00	14:00

Figure 25 Message de RTE sur le portail service

RTE a également publié, comme il le fait habituellement, un détail des marges disponibles vues de la veille. Comme le montre le graphique ci-dessous, RTE voyait encore quelques marges la veille, même si sur certaines heures (7h mais aussi 17h00) RTE aurait pu manquer de marges au regard de son critère de sécurité.

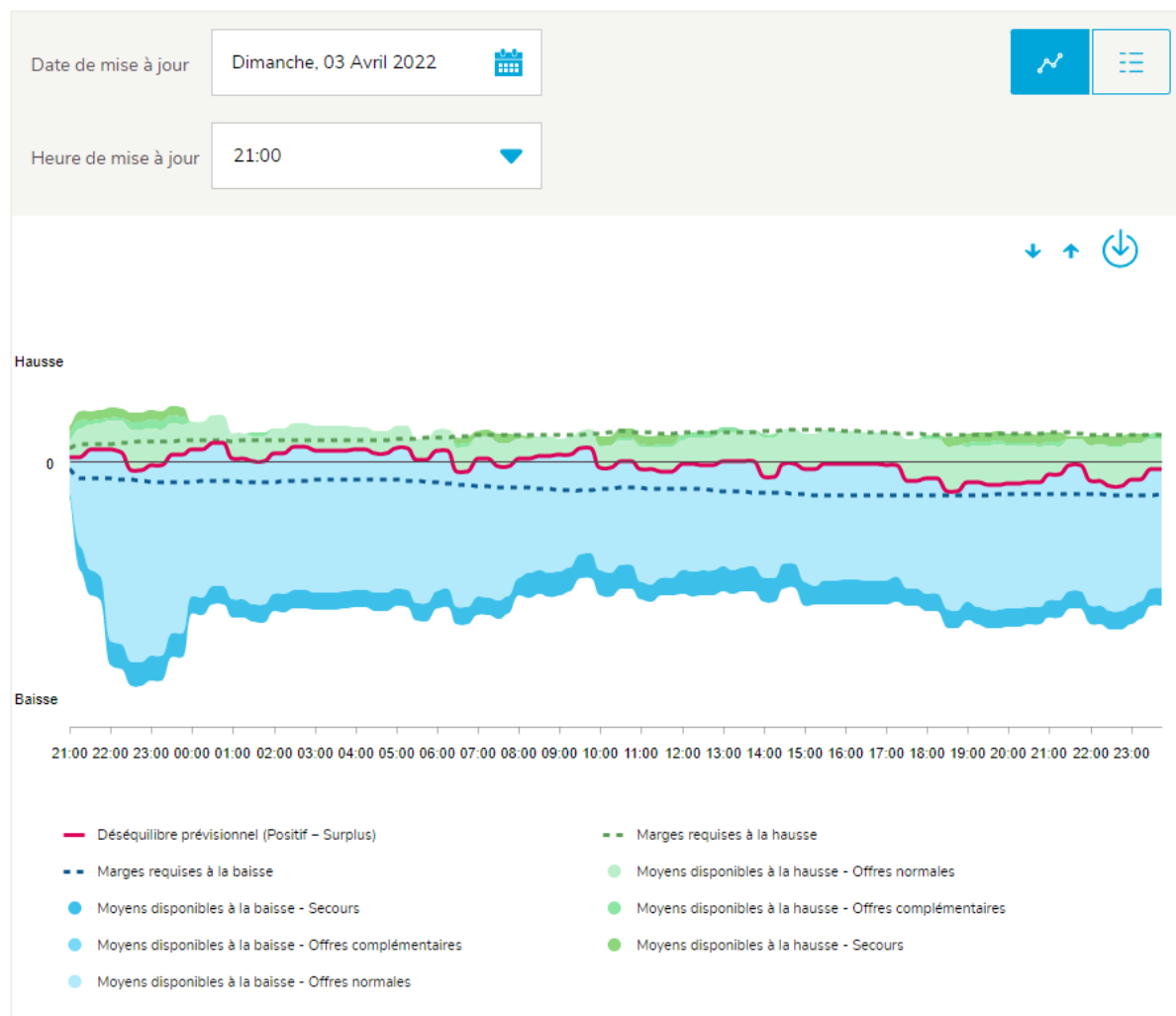


Figure 26 Vision des marges du système par RTE vue de la veille à 21h

Toutefois RTE n'a pas activé le signal rouge indiquant que des coupures seraient inévitables. D'un point de vue physique, la journée apparaissait donc tendue, mais hormis un aléa important, le système disposait de marge suffisante pour éviter le délestage.

3. DEROULEMENT EFFECTIF DE LA JOURNEE DU 4 AVRIL 2022

3.1 Une consommation aussi forte qu'attendue

Comme anticipé, la journée du 4 avril 2021 fut particulièrement froide¹⁰. De 4h à 9h du matin, la température réalisée lissée était inférieure d'environ 6°C par rapport à la température normale lissée (source Enedis¹¹), soit environ 4°C en absolu de moyenne en France. Le reste de la journée est également très froid, avec une différence d'environ 4°C par rapport aux normales saisonnières.

La consommation estimée en temps réel par RTE¹² (ou prévision « J ») atteint un pic de 71,7 GW à 9 h. Le graphique ci-dessous montre que les prévisions J-1 et J sont proches jusqu'à 7h du matin. Ensuite, la prévision J décroche, pour être significativement inférieure à la prévision J-2. Lors du pic de 9h, la consommation estimée en J-2 était de 74 GW soit 2,3 GW de plus que l'estimation en temps réel de RTE.

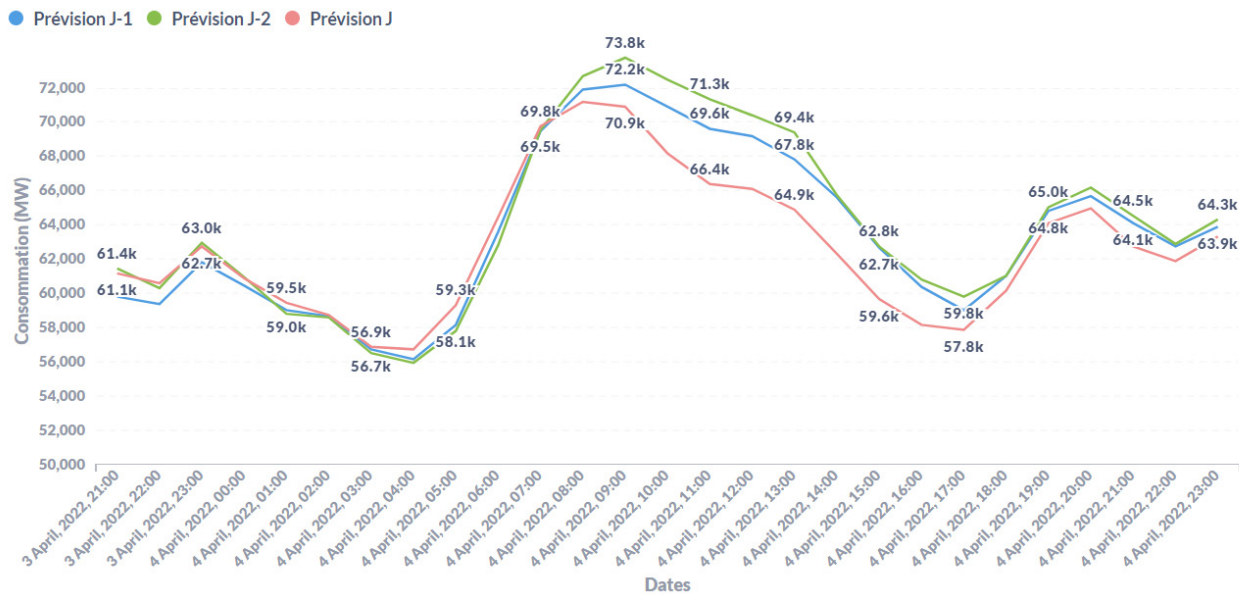
RTE estime¹³ alors, dans un communiqué, que cet écart s'explique, pour partie, par la baisse de consommation des particuliers, entreprises et collectivités territoriales qui ont décalé leurs usages en lien avec le signal écoWatt (800 MW), et par l'activation de capacités d'effacement (mécanisme de baisse de consommation valorisée sur le marché de l'électricité, notamment pour les industriels).

¹⁰ La nuit du 03 au 04 avril est la nuit la plus froide pour un mois d'avril depuis 1947 <https://www.france24.com/fr/france/20220404-m%C3%A9t%C3%A9o-la-france-a-connu-pour-un-mois-d-avril-sa-nuit-la-plus-froide-depuis-1947>

¹¹ <https://data.enedis.fr/>

¹² Données eco2mix en temps réel

¹³ <https://www.rte-france.com/actualites/mobilisation-francais-permis-reduire-consommation-electricite-lundi-4-avril>

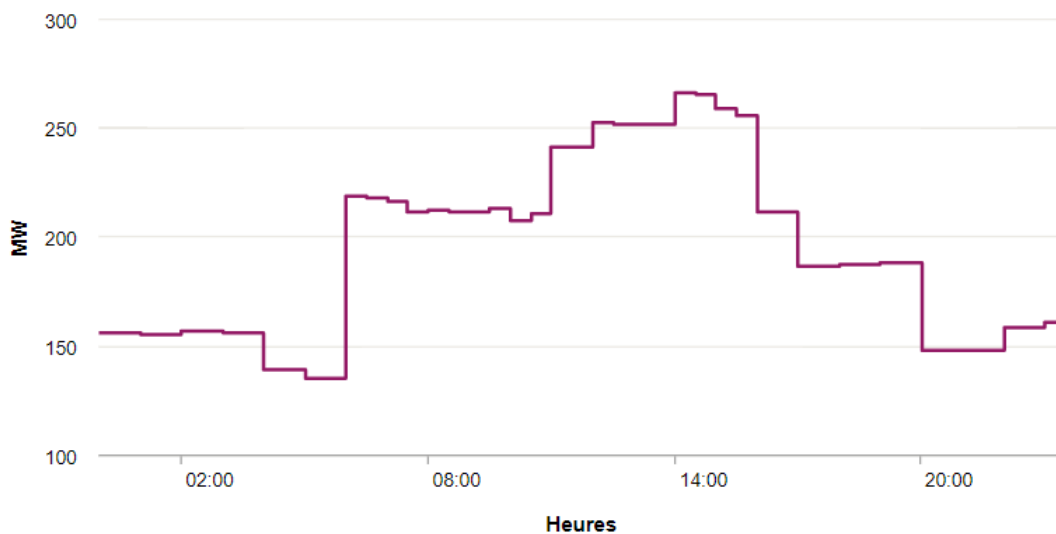


Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 27 Consommation en temps réel (prévision J) et prévisionnelle (J-1 et J-2) (source RTE eco2mix temps réel)

Le reste de la journée voit un écart important d'environ 4 GW avec le J-2 et 3 GW avec le J-1. La différence entre le prévisionnel J, J-1 et J-2 s'estompe à partir de 19h. La pointe du soir est moins prononcée, s'établissant à 65 GW, car la température a remonté en cours de journée.

La différence conséquente entre les prévisions semble difficilement explicable par l'effet des effacements. L'analyse des volumes activé en effacement montre des valeurs importantes, tant sur le marché « NEBEF » (jusqu'à 250 MW, un record depuis plusieurs années) que sur le mécanisme d'ajustement (pointe à 536 MW¹⁴), mais ne suffit pas à expliquer l'écart de plus de 3 GW entre le prévisionnel en J-1 et l'estimation en J. D'autant plus que le 4 avril 2021 ne correspond pas à un jour d'obligation de présence pour la majorité des opérateurs lauréats de l'appel d'offre effacement (ce n'est pas un jour PP2).

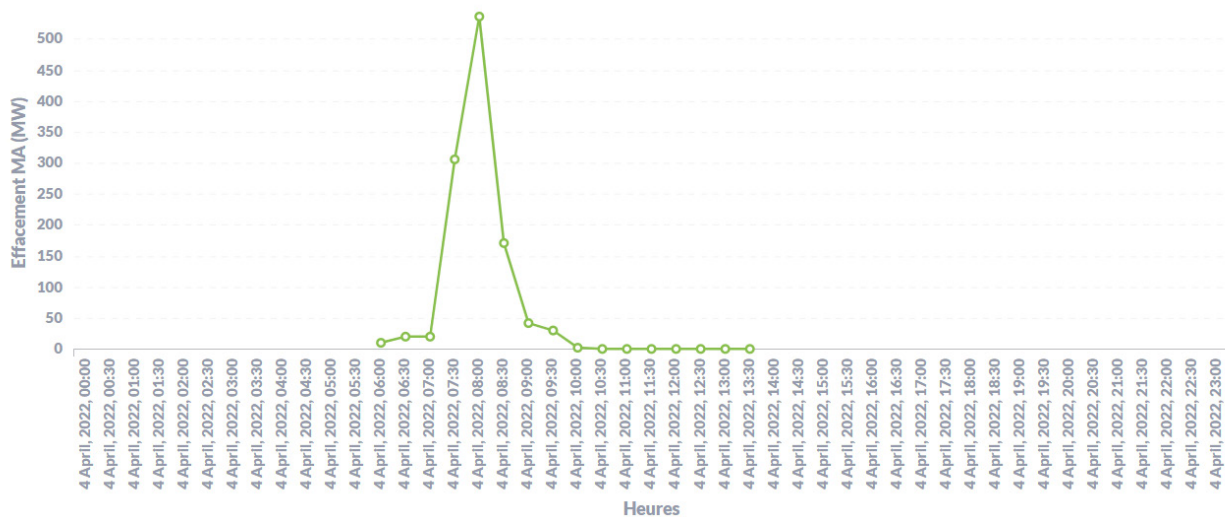


Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 28 Volume NEBEF activé (MW)

¹⁴ Valeur élevée, mais pas exceptionnelle. Plus de 810 MW avait été activée en janvier 2021 par exemple.

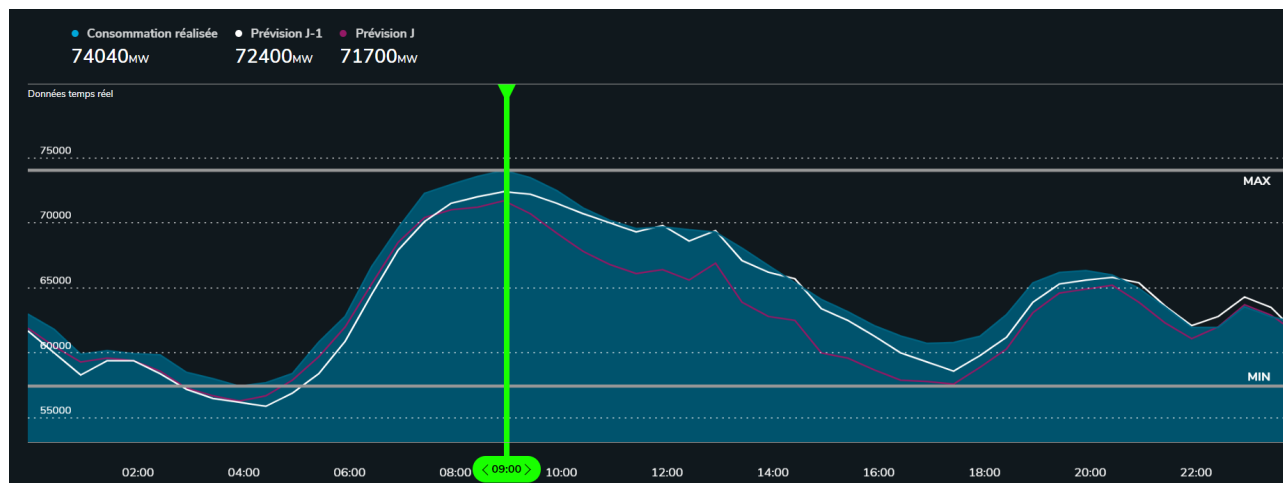




Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 29 Effacements activés sur le MA (MW)

L'écart peut en réalité s'expliquer plus probablement par une erreur d'estimation de la consommation en temps réel de RTE induite notamment par l'absence de déclaration amont de la production des cogénérations. En effet, la reconstruction par RTE de la demande à partir des données consolidées (disponibles quelques semaines après le temps réel) montre que la consommation en France a été en réalité très forte et que la pointe prévue à 74 GW a été atteinte.



Source : RTE

Figure 30 Consommation France (source eco2mix consolidé RTE)

Pour comprendre comment une telle différence peut apparaître, il est important de rappeler que RTE ne mesure pas directement en temps réel la consommation mais la déduit à partir des données de production télérelevées, de prévision de production sur le réseau de distribution hors ENR, d'un modèle estimatif pour l'éolien et le solaire ainsi que des imports. Pour ces raisons, il existe toujours une certaine différence entre la consommation électrique prévue et réalisée, même à des échéances aussi brèves que quelques heures dans le cas des prévisions "J".

En l'occurrence, il apparaît que le modèle de RTE a fortement sous-estimé la production, notamment car les cogénérations n'ont pas programmé auprès de RTE leur production. Ci-dessous, pour 9 h du matin, le tableau décrit la différence entre les productions estimées en temps réel et les productions consolidées.

Technologie	Production estimée en temps réel (9h du matin)	Production consolidée (9 h du matin)
Nucléaire	32 149 MW	32 254 MW

Hydraulique	14 765 MW	15 006 MW
Gaz (dont cogénération)	7 555 MW	8 546 MW
Fioul	1 229 MW	1 256 MW
Charbon	471 MW	465 MW
Eolien	4 212 MW	4 590 MW
Solaire	2 155 MW	2 368 MW
Bioénergie	747 MW	1 012 MW
Total	63 283 MW	65 497 MW

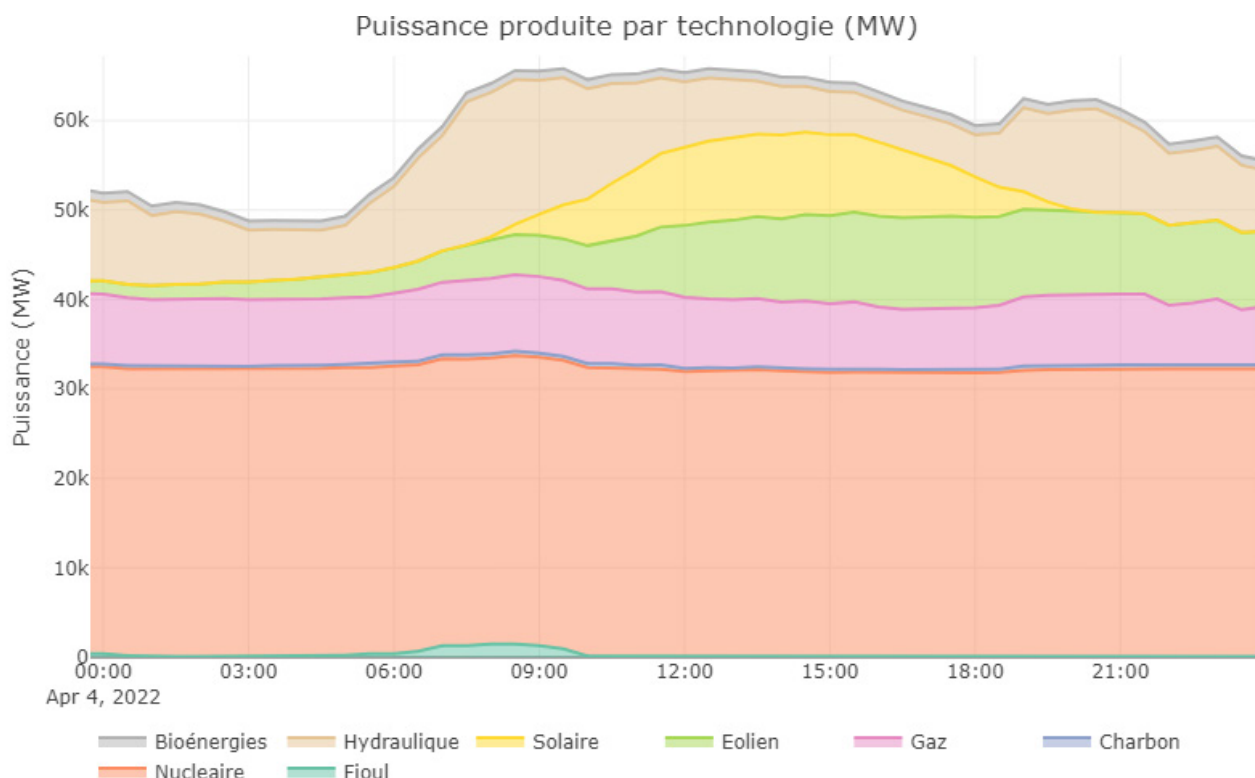
Sous l'hypothèse que les données consolidées sont justes, il semble que les producteurs français ont en réalité produit plus de 2,2 GW supplémentaires à 9 h par rapport à l'estimation de RTE du 4 avril. En particulier, la différence est notable pour les cogénérations (gaz et biomasse, plus de 1,25 GW sous-estimé) et les énergies renouvelables (~ 600 MW sous-estimé).

L'erreur d'estimation s'accroît par la suite s'agissant des énergies renouvelables, ce qui expliquerait l'écart observé entre la prévision J-1 et J durant la journée.

L'apport d'Ecowatt semble a priori à nuancer et l'efficacité du signal Ecowatt devra être analysée.

3.2 Une production handicapée par la faible disponibilité du nucléaire

Sur la base des données consolidées de RTE, il est possible de reconstruire l'état de production française lors de la journée du 4 avril.



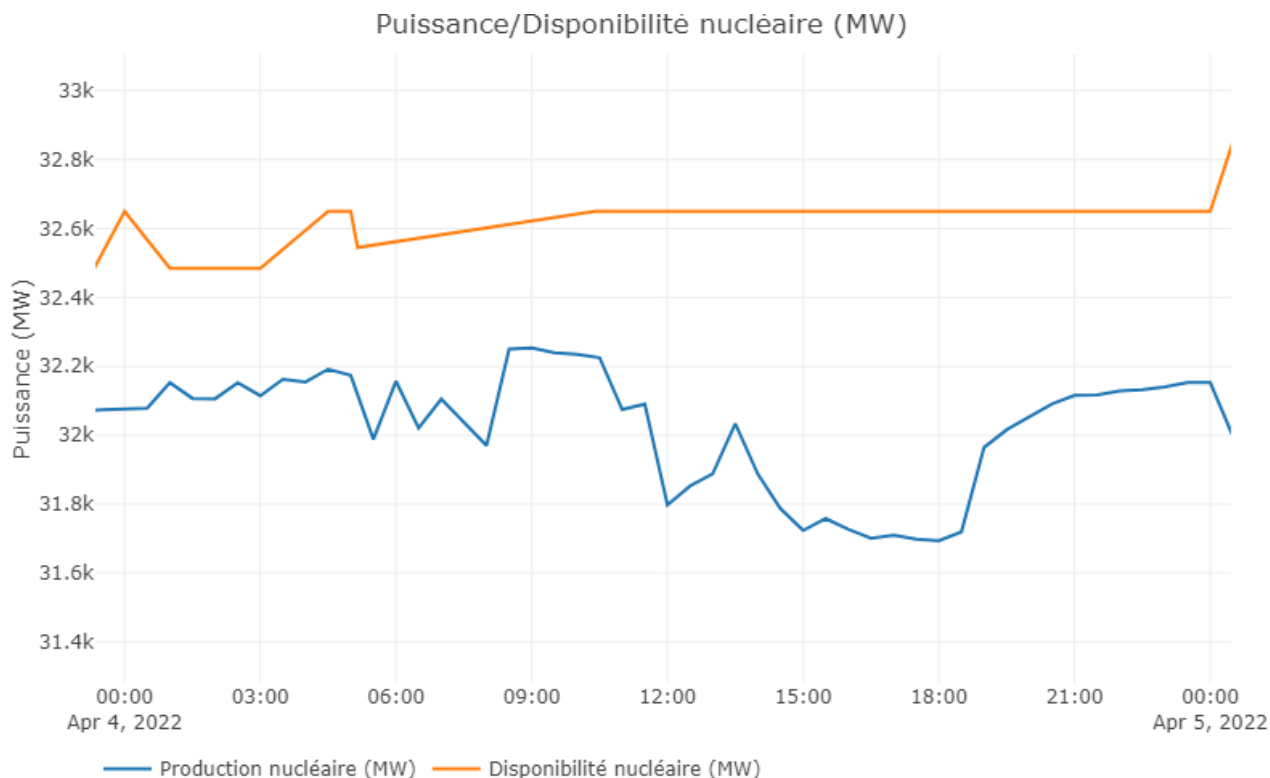
Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 31 Puissance produite par technologie France (MW) (source données consolidées RTE)

Le pic de production est observé à 9h30 avec environ 65,8 GW. La production nucléaire et gaz opère en base, l'hydraulique assure la flexibilité nécessaire face à la variation importante de production ENR cette journée. Le fioul intervient principalement pour la pointe du matin. Le charbon est quasiment absent du fait de la disponibilité d'une seule tranche en France.

Le parc nucléaire produit environ 32,3 GW toute la journée pour une disponibilité historiquement faible de 32,6 GW. Le taux d'utilisation est toutefois bon, illustrant l'absence de modulation des unités d'EDF. La baisse de production nucléaire au cours de la journée s'explique par l'ajustement à la baisse demandée par RTE de plusieurs groupes

(Blayais 4, Tricastin 4, Saint Alban 1, Paluel 1, Penly 2, Nogent 2 et Cruas 2). Sur cette journée Gravelines 6 n'a pas été disponible, EDF a annoncé le prolongement de son indisponibilité la veille à 18h26. Cette indisponibilité n'a en théorie pas influencé le prix spot.



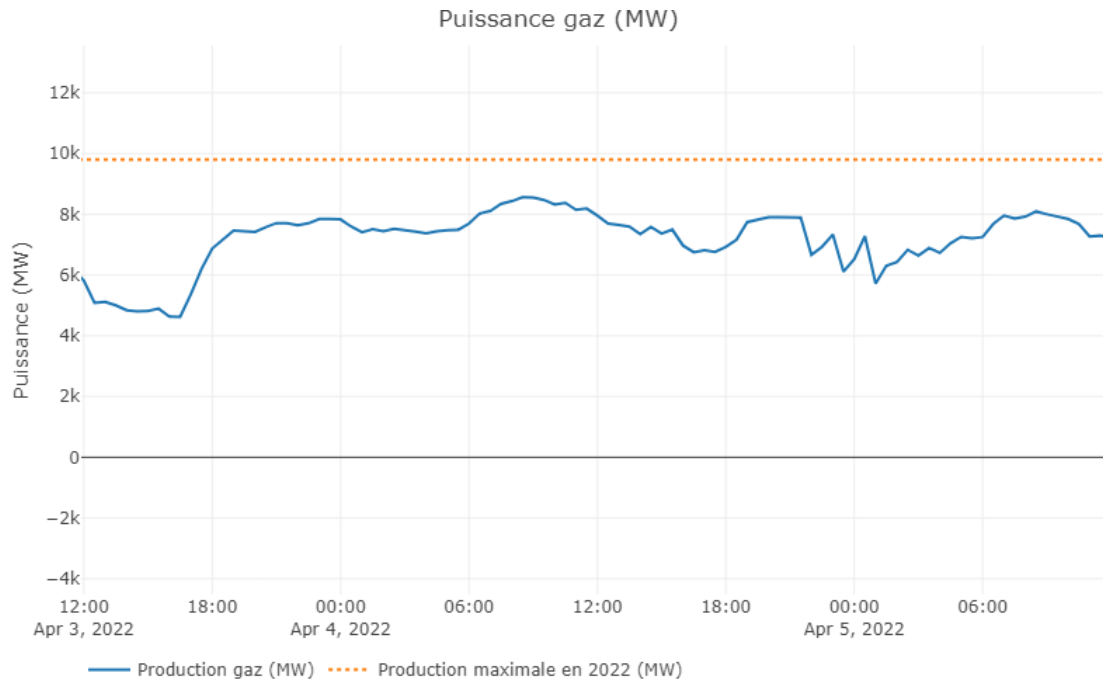
Source : RTE, EDF - Analyse : CRE

Figure 32 Comparaison disponibilité et production du nucléaire (MW)

S'agissant de la production électrique au gaz naturel, celle-ci atteint 8,6 GW lors de la pointe et demeure supérieure à 6 GW. Toutes les centrales à cycle combiné ont fonctionné, à l'exception de la SPEM (centrale de Montoir) qui était en maintenance. La centrale de Landivisiau, mise en service officiellement le 31 mars 2022, a également fonctionné pour 446 MW¹⁵.

¹⁵ La centrale de Landivisiau a pu fonctionner par intermittence avant le 31 mars 2022, elle a notamment fourni de l'énergie lors de l'hiver. Ceci explique pourquoi la différence de production gaz n'est pas plus nette depuis sa mise en service officielle.

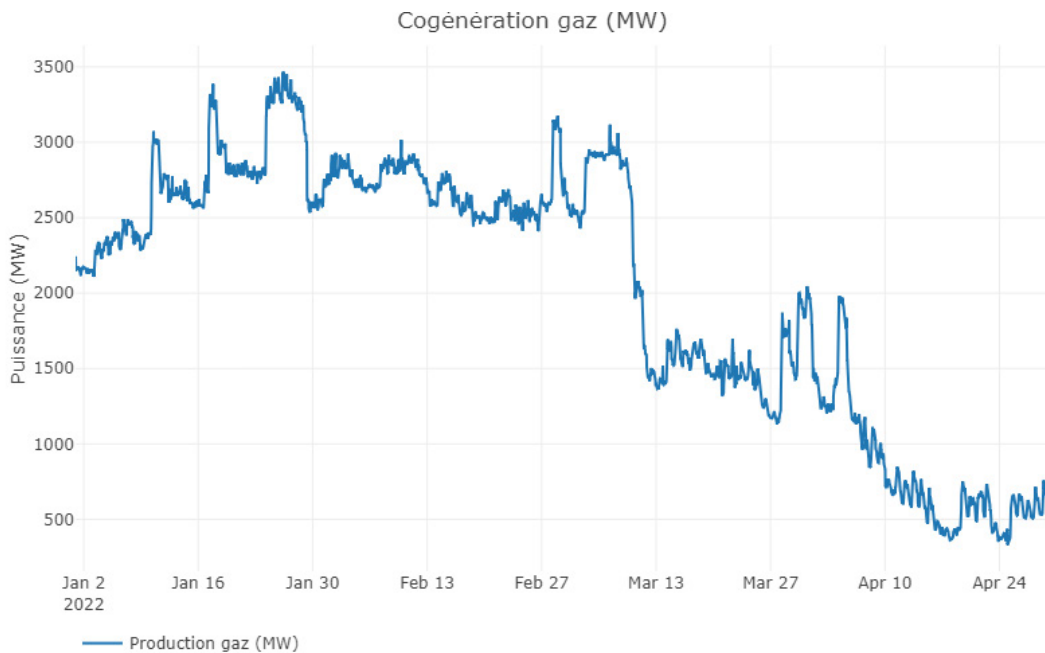




Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 33 Production gaz (toutes technologies confondues) le 4 avril 2022 (MW)

La production électrique maximale en gaz en 2022 était de 9,8 GW. La production au gaz le 4 avril 2022 n’a pas atteint ce niveau en raison de la baisse de puissance fournie par les cogénérations. Celles-ci n’ont pu fournir que 2 GW contre 3,5 GW l’hiver. Cela représente toutefois une augmentation de près de 1000 MW par rapport au niveau normal début avril.



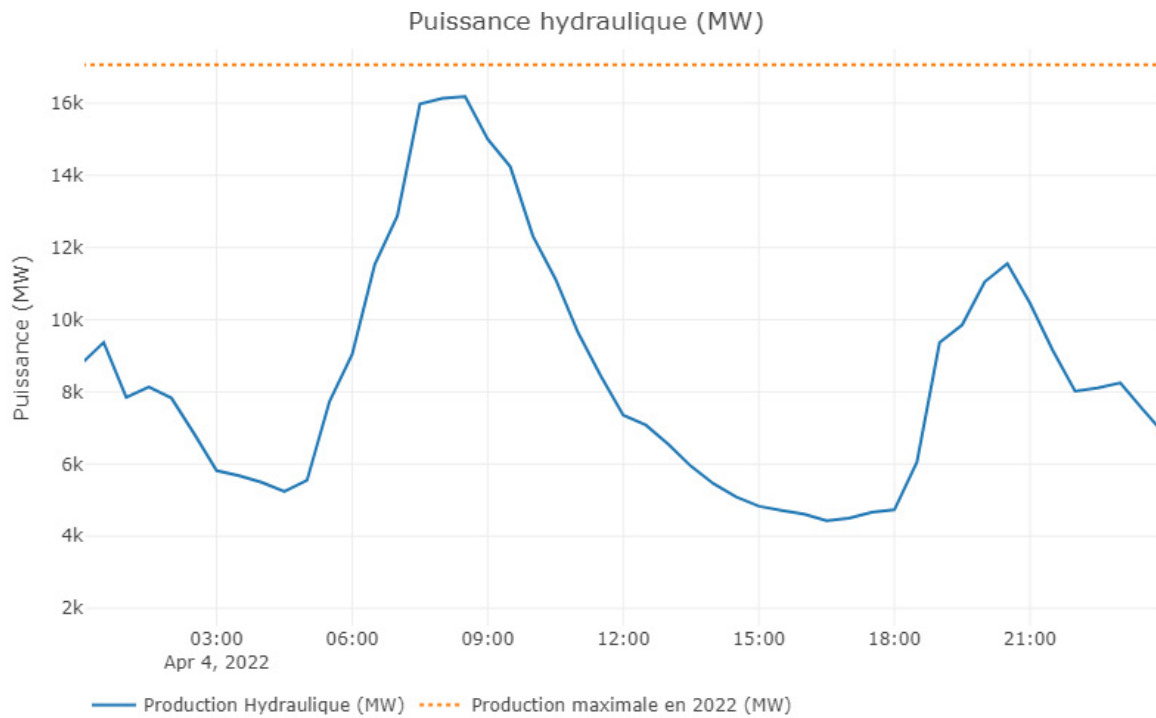
Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 34 Production des cogénérations gaz en 2022 (MW)

La production au charbon est faible (460 MW), seule la tranche de Cordemais 5 ayant pu produire de l’énergie, Cordemais 4 étant indisponible depuis le 26 mars 2022 et Saint-Avoild ayant été arrêtée le 31 mars 2022.

La production au fioul atteint 1,5 GW, ce qui est également exceptionnel pour la saison. Toutes les turbines à combustion en France ont fourni de l’électricité, à l’exception d’Arrighi 2 qui était en maintenance depuis le 27 mars 2022.

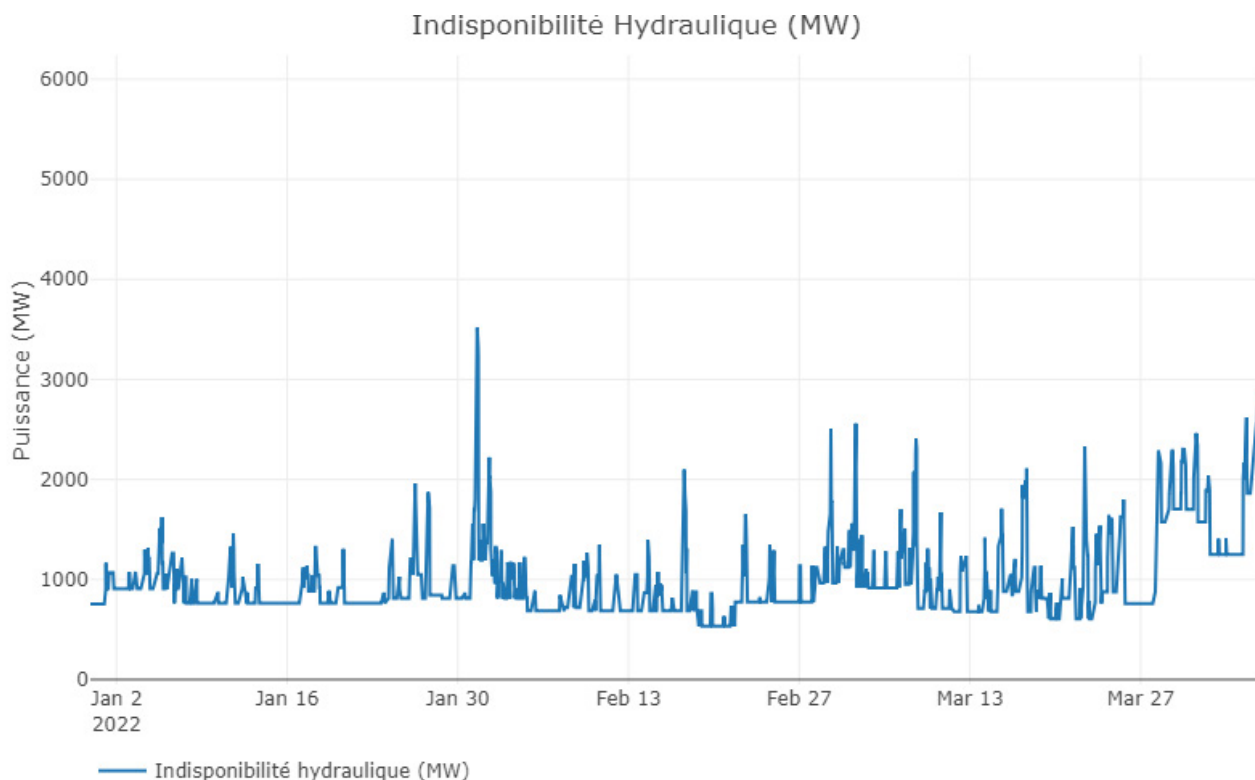
La production hydraulique a pu atteindre 16 GW lors de la pointe du matin, soit un peu moins de 1 GW du maximum enregistré en France en 2022 (14 janvier 2022). Tous les groupes lac et STEP disponibles ont produit lors du pic de consommation.



Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 35 Production hydraulique (toutes technologies confondues) le 4 avril 2022 (MW)

L'indisponibilité des groupes hydrauliques de plus de 100 MW (Lacs, STEP et fil de l'eau) était de 2,1 GW le 4 avril lors du pic, soit une valeur plus élevée qu'en hiver (entre 1 et 2 GW), mais qui reste comparable au niveau d'indisponibilité généralement observée à cette saison.



Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 36 Evolution indisponibilités déclarées des groupes hydrauliques (Lacs, STEP, fil de l'eau) (MW)

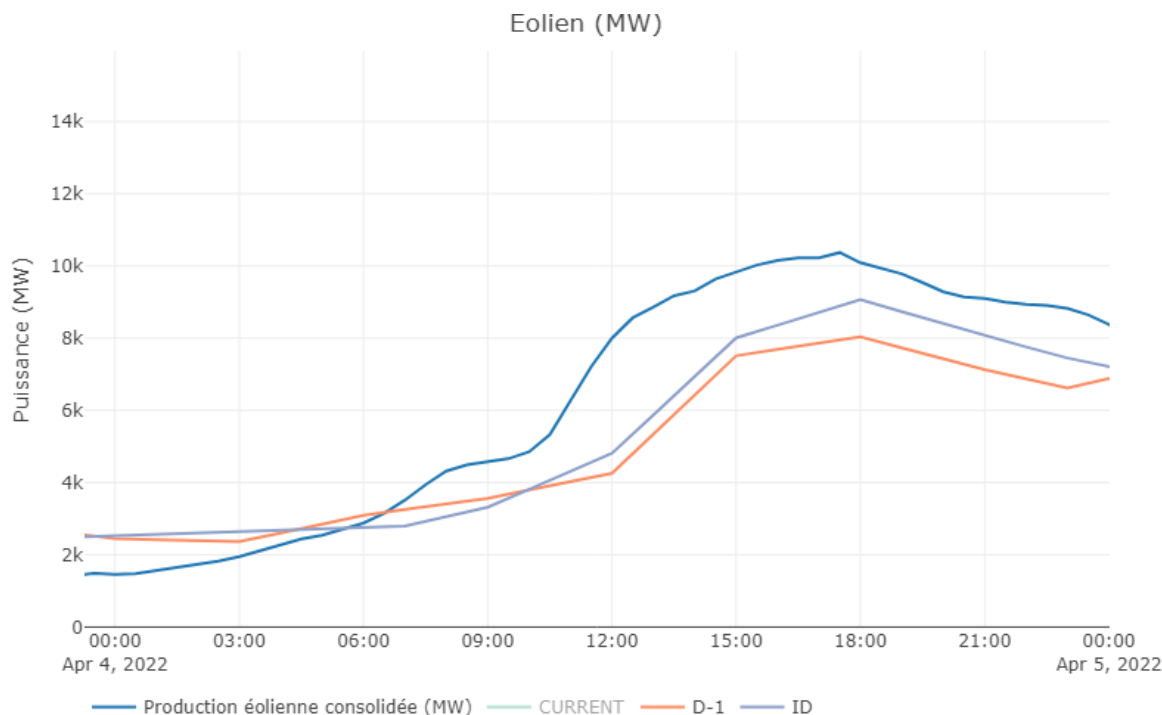
La production en fil de l'eau/éclusée monte à 6,4 GW lors de la pointe, ce qui est au-dessus de la moyenne de 2022 (4,7 GW).

En conclusion, il apparaît que le parc français a bien produit au maximum de ses capacités du moment. Toutes les flexibilités de production ont été mises à contribution, notamment les turbines à combustion. La disponibilité du gaz et de l'hydraulique était encore très bonne, ce qui a permis dans une certaine mesure de pallier l'insuffisance du nucléaire.

3.3 Une production renouvelable supérieure à la prédiction

La faiblesse anticipée de la production éolienne a constitué un des éléments majeurs poussant les acteurs et RTE à mettre la journée du 4 avril 2022 sous alerte. En effet, environ 3,5 GW d'éolien était anticipé pour la pointe du matin contre 9 GW le vendredi précédent (journée qui était également tendue pour le réseau).

RTE prévoyait que la production augmenterait en cours de journée pour se stabiliser après 18h. Les mesures *ex post* ont montré que la production a été bien plus forte que prévue. Dès 6h du matin, la production éolienne est plus forte que la prévision en J-1 (+ 300 MW à 7h et +900 MW à 8h) pour atteindre 2 GW de différence à 18 h (10 GW contre 8 GW). Ces écarts pourraient expliquer une partie du déséquilibre positif du système en France (excès de production par rapport au soutirage) durant les heures du pic.



Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 37 Prédiction éolienne en J-1 et Intra-journalier (RTE) . Production éolienne consolidée (MW)

Le constat est identique pour l'énergie solaire, la prévision de RTE montrait un pic de production à 8,5 GW contre 9,3 GW réalisés.

La différence entre la prédiction et le réalisé illustre la difficulté d'opérer un système électrique tendu soumis à des aléas forts. Il apparaît que pour le 4 avril 2022, la production a été plus forte que prévue, notamment sur les heures du pic de prix, ce qui a permis de reconstituer les marges, mais dans le cas contraire, des réelles difficultés auraient pu se produire comme anticipé par le marché spot.

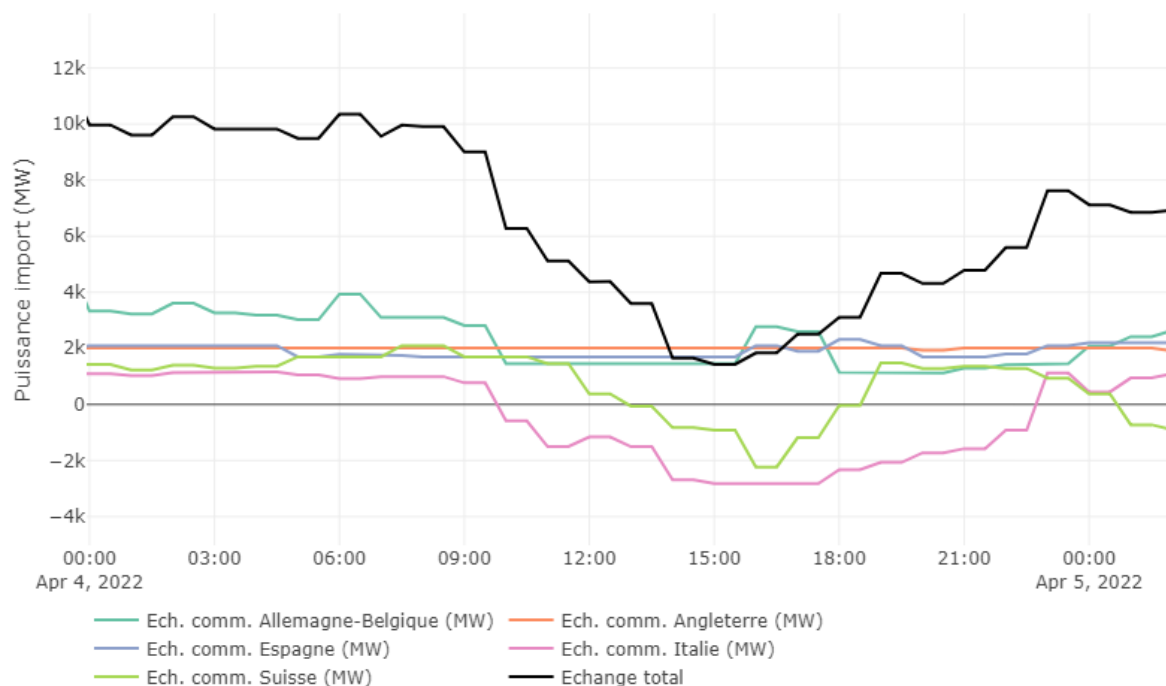
3.4 Les interconnexions ont contribué à la flexibilité du système

La France est restée importatrice nette sur toutes les heures de la journée du 4 avril 2022. Des variations importantes de flux sont toutefois observées : jusqu'à 9h30 la France importe environ 10 GW, puis à partir de 10h les imports baissent de manière importante, en particulier depuis la Suisse et l'Italie. Les imports reprennent un peu après 15 h pour monter jusqu'à 8 GW en fin de journée.

Au premier ordre, le profil des imports semble suivre celui de la production des énergies renouvelables. Ceux-ci ont donc contribué à apporter de la flexibilité au système français pour gérer l'excès de production. Au plus faible des importations, la France a exporté de l'énergie vers l'Italie et la Suisse.

Il faut noter que RTE a utilisé l'*imbalance netting* (processus automatique de compensation des déséquilibres entre GRT) et du *counter-trading* (processus manuel pour modifier les flux aux interconnexions) pour diminuer les imports depuis les pays voisins durant la journée (voir section suivante).

Importation commerciale par frontière (MW)



Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 38 Echanges commerciaux effectifs par frontière (MW)

S'agissant des heures de tension, le tableau suivant décrit les imports effectifs à 7h et 8h au regard des capacités journalières annoncées.

Le 4 avril à l'heure 7			
Frontière	Capacité disponible aux échanges transfrontaliers journalier (en MW)	Imports commerciaux effectifs (en MW)	Raison de la différence
BE>FR et DE>FR	3 714	3 104	Optimisation d'Euphemia
ES>FR	2 550	1 750	800 MW de countertrading de RTE
IT>FR	995	995	-
GB>FR	2 014	2 014	-
CH>FR	1 400	1 700	Augmentation du NTC infrajournalier côté Suisse 300 MW
Total	10 673	9 563	

Le 4 avril à l'heure 8			
Frontière	Capacité disponible aux échanges transfrontaliers journalier (en MW)	Imports commerciaux effectifs (en MW)	Raison de la différence
BE>FR et DE>FR	3 597	3 102	Optimisation d'Euphemia
ES>FR	2 550	1 700	850 MW de countertrading de RTE
IT>FR	995	995	-
GB>FR	2 014	2 014	-
CH>FR	1 400	2 100	Augmentation du NTC infrajournalier côté Suisse 300 MW + Contrat de secours 400 MW
Total	10 556	9 911	

Au regard de la capacité disponible aux échanges transfrontaliers, les imports ont été porté à leur maximum depuis l'Italie, l'Angleterre et la zone CWE (compte tenu de l'optimisation d'EUPHOMIA). Les imports depuis l'Espagne ont été diminués à la demande de RTE en raison d'une panne sur un transformateur-déphaseur à la frontière, côté espagnol. Du counter-trading a donc été mis en place pour pallier cet incident et gérer les congestions du réseau.



Dans le même temps, les imports depuis la Suisse ont excédé les capacités disponibles en journalier.

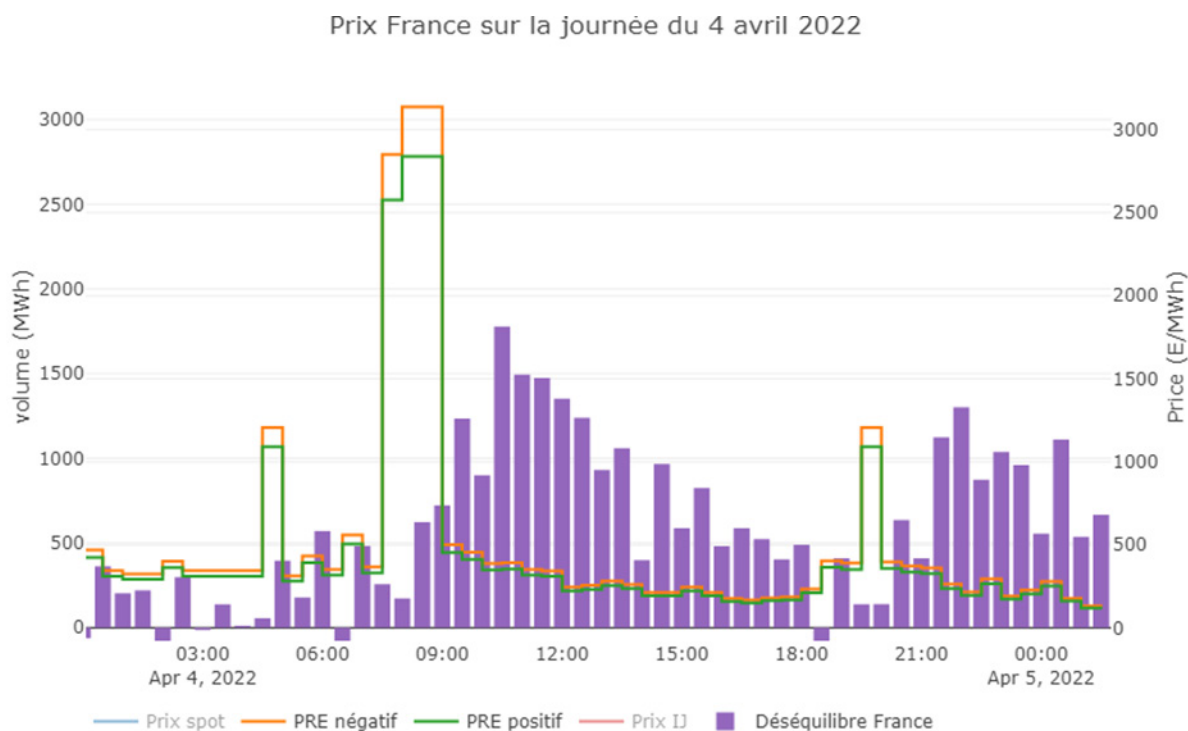
3.5 Un système en déséquilibre positif à proximité du temps réel

Le déséquilibre du système correspond à chaque pas de temps à la différence entre les injections et le soutirage des acteurs. La consommation et la production fatale portant une part d'incertitude, le déséquilibre reflète les erreurs d'anticipation des acteurs et leur capacité à s'adapter en temps réel.

La journée du 4 avril 2022 voit en moyenne un fort déséquilibre positif en France, ce qui implique un excès de production ou une insuffisance de consommation. La figure ci-après montre que le déséquilibre a été fort à partir de 9 h et a perduré toute la journée avec une baisse notable lors de la pointe du soir. Sur le pas de temps 30 min de 10h30, le système est en écart positif de plus de 1 700 MWh, ce qui correspond, en instantanée, à une surproduction, ou sous-consommation, de plus de 3,4 GW¹⁶.

Toutefois, les heures critiques de 7h et 8h ne montrent qu'un faible déséquilibre positif, ce qui montre que l'enchère *day ahead* de la veille avait plutôt bien révélé l'extrême tension du système.

L'origine de ce déséquilibre, d'après les données consolidées de RTE, semble être davantage la conséquence d'un excès de production renouvelable et des cogénérations que d'une baisse de la consommation.



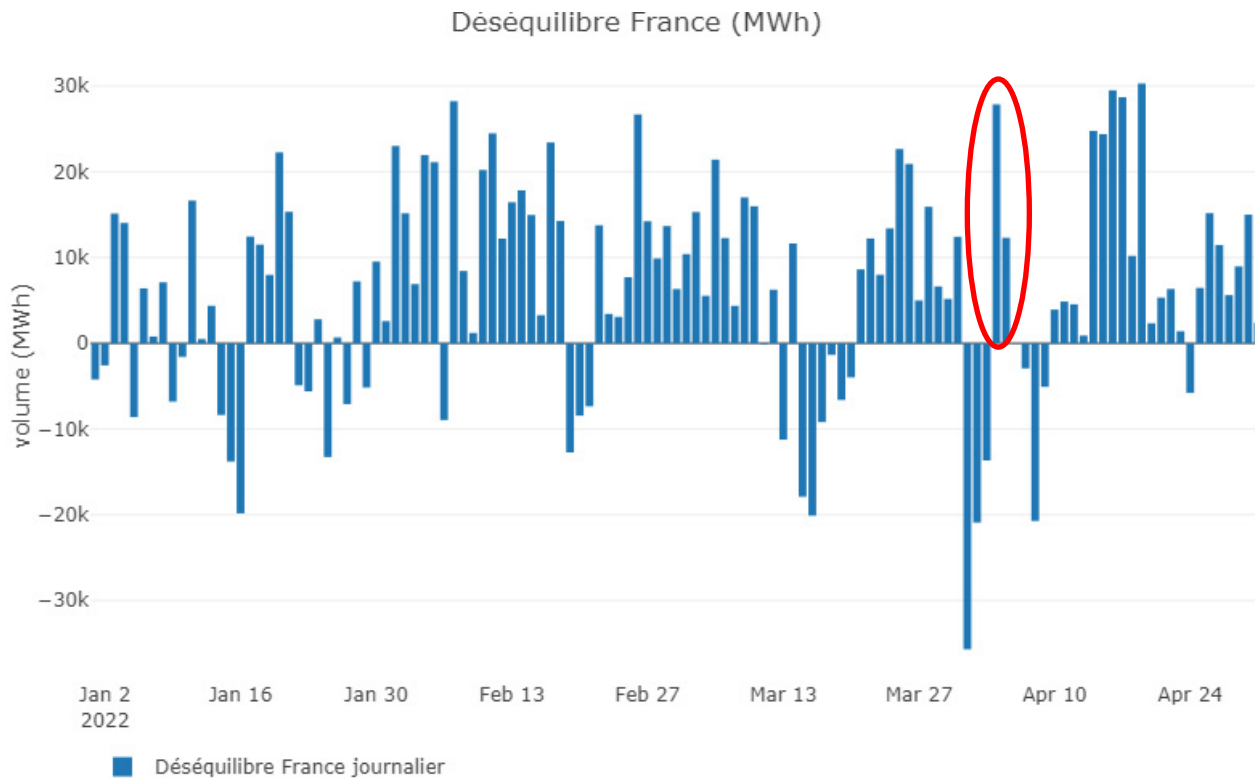
Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 39 Déséquilibre France (MWh) par tranche de 30 min et Prix de Règlement des Ecarts positif et négatif (€/MWh)

Bien que cette journée présente un fort déséquilibre, elle n'est pas exceptionnelle en termes de volume. Des occurrences similaires sont observées en janvier, février et plus tard dans le mois de mars.

¹⁶ Les déséquilibres demi-heures positifs sont en moyenne de 386 MWh en 2021, pour un maximum de 2 281 MWh et un écart type de 324 MWh

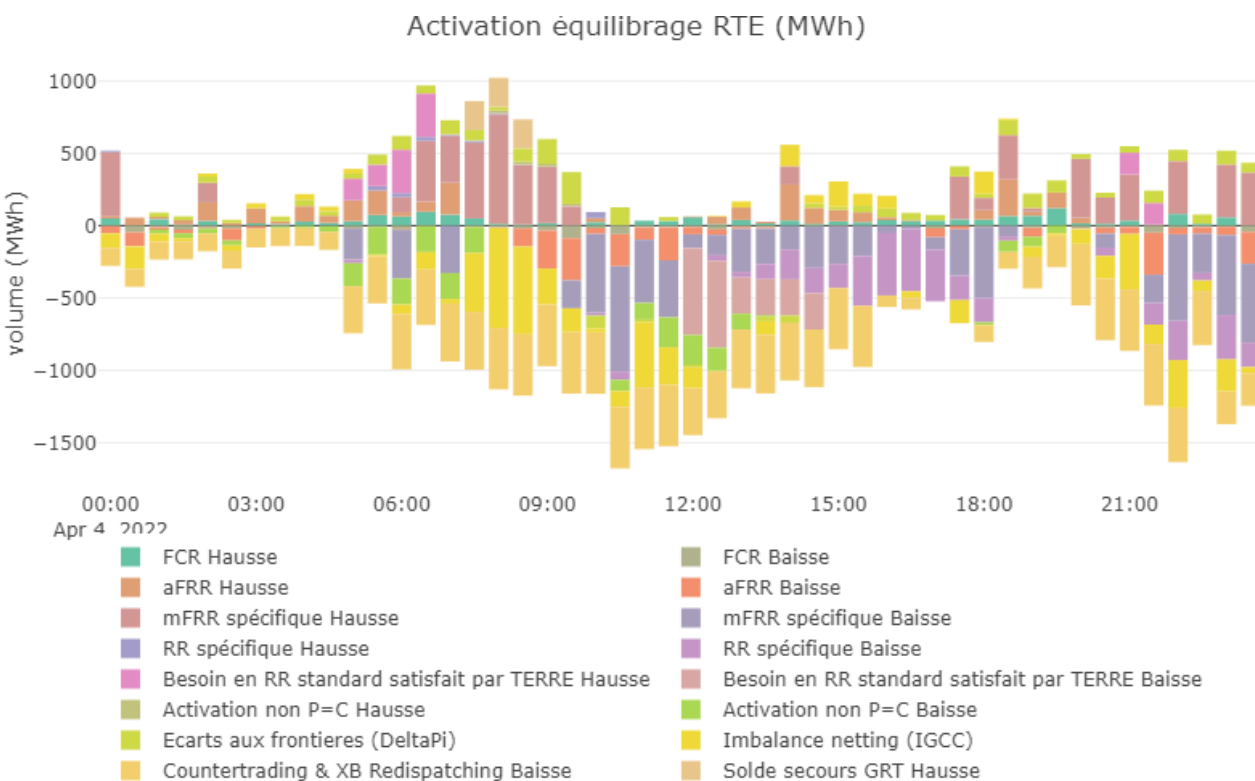




Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 40 Déséquilibre journalier France début 2022, 4 avril 2022 entouré en rouge (MWh)

Afin d'assurer l'équilibre entre production et consommation en temps réel, RTE fait appel à ses réserves (primaire, secondaire, rapide et complémentaire), au mécanisme d'ajustement et aux GRT voisins.



Source : RTE - Analyse : CRE

Figure 41 Energie d'équilibrage (pas de temps 30 min) lors de la journée du 4 avril (MWh)

Le 4 avril 2022 en cours de journée, RTE a fait appel principalement au mécanisme d'ajustement (mFRR et RR) et aux échanges aux frontières (*Imbalance netting* et *Counter-trading*) pour faire baisser la production en France et limiter les importations. Ces ajustements expliquent pourquoi les interconnexions n'étaient pas saturées en import au cours de la journée.

Pour que les acteurs soient incités financièrement à équilibrer le système électrique, RTE facture aux acteurs leur déséquilibre au prix de règlement des écarts (PRE). Deux prix existent selon que le déséquilibre de l'acteur est positif ou négatif. Si l'acteur est en déséquilibre positif il s'agit pour lui d'un revenu et d'une dépense dans le cas contraire.

Le PRE est calculé comme le prix moyen pondéré de toutes les énergies d'équilibrage activées, à la hausse ou à la baisse, dans le sens du déséquilibre du système (les activations à « contre-tendance » n'interviennent donc pas dans le prix). Les énergies de la réserve primaire, la réserve secondaire, l'écart aux frontières et l'*imbalance netting* sont valorisées au spot. A partir de ce prix moyen pondéré, les prix des écarts positifs et négatifs sont obtenus en retranchant ou en ajoutant 5% (i.e. les prix des écarts négatifs sont toujours ~10 % plus élevés que les prix des écarts positifs, de sorte que chaque acteur recherche en permanence à minimiser son déséquilibre.

Dans le cas du pic de prix de la pointe du matin, il n'y a pas eu d'activations sur le MA pour cause P=C à la baisse, donc toutes les énergies à la baisse étaient valorisées au spot, et la tendance du système était positive, donc le PRE positif est égal au spot moins 5% et PRE négatif au spot plus 5%.

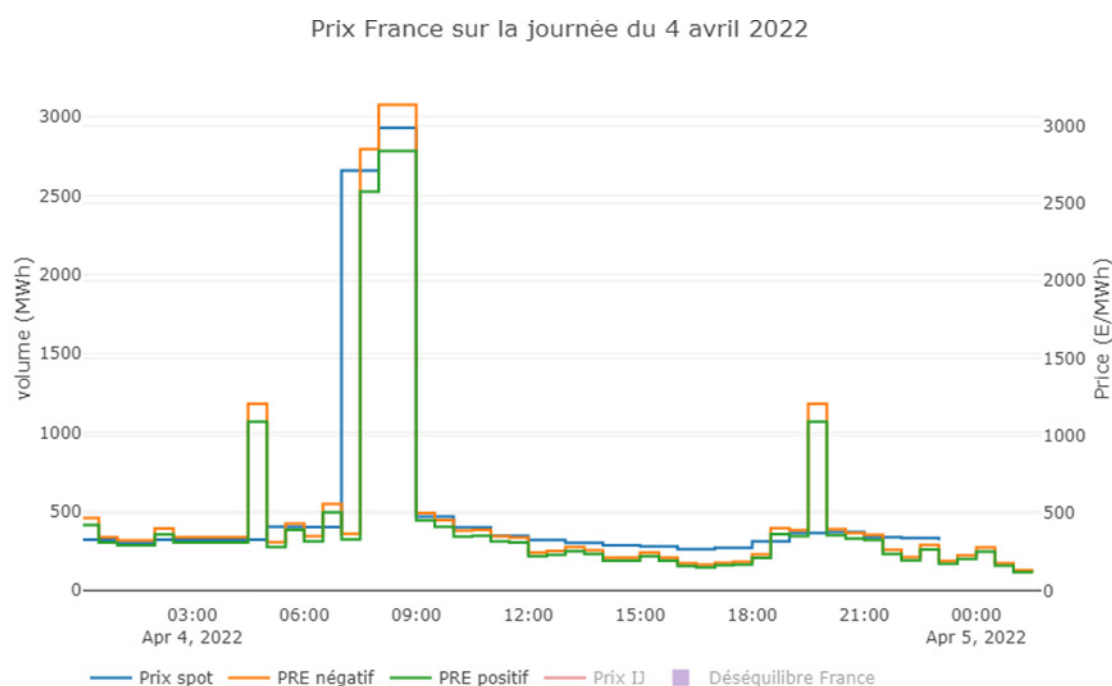
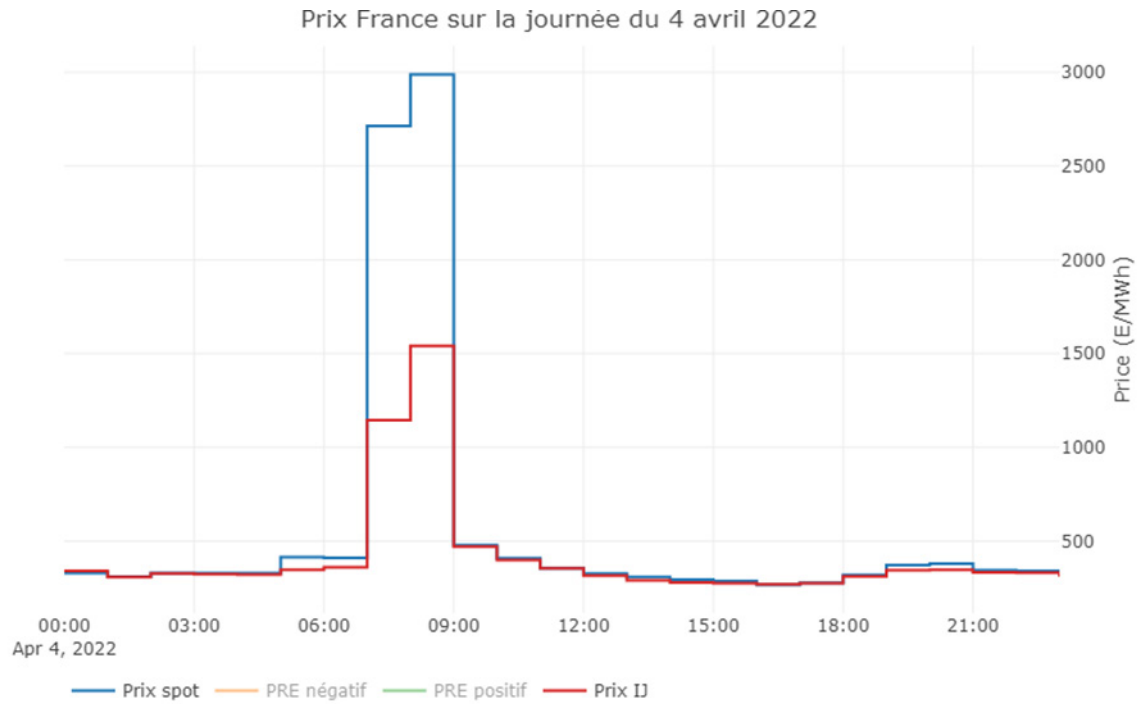


Figure 42 PRE positif et négatif (€/MWh) et prix spot France (€/MWh)

Les acteurs disposent du marché intrajournalier pour rééquilibrer leur position et ne pas s'exposer au prix de règlement des écarts. Le 4 avril 2022, le prix sur le marché intrajournalier était inférieur au prix sur l'enchère spot, particulièrement sur les heures du pic de prix où le prix intrajournalier est près de deux fois inférieur au prix spot.

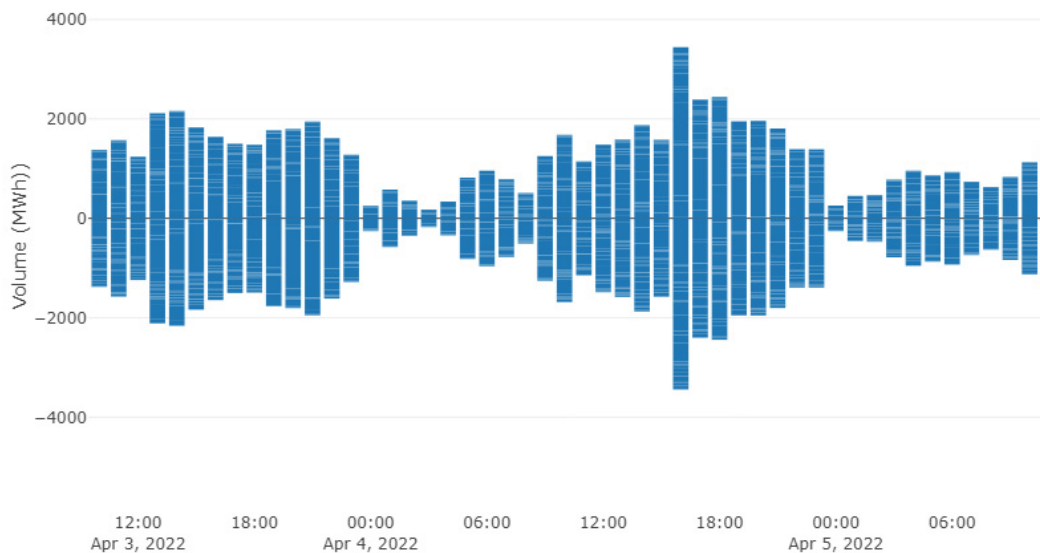
Ces prix illustrent la situation *a priori* plus détendue au cours de la journée où les acteurs ont pu trouver des volumes bien moins onéreux que ceux de l'enchère spot.



Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

Figure 43 Comparaison du prix spot et indice de prix intrajournalier France (€/MWh)

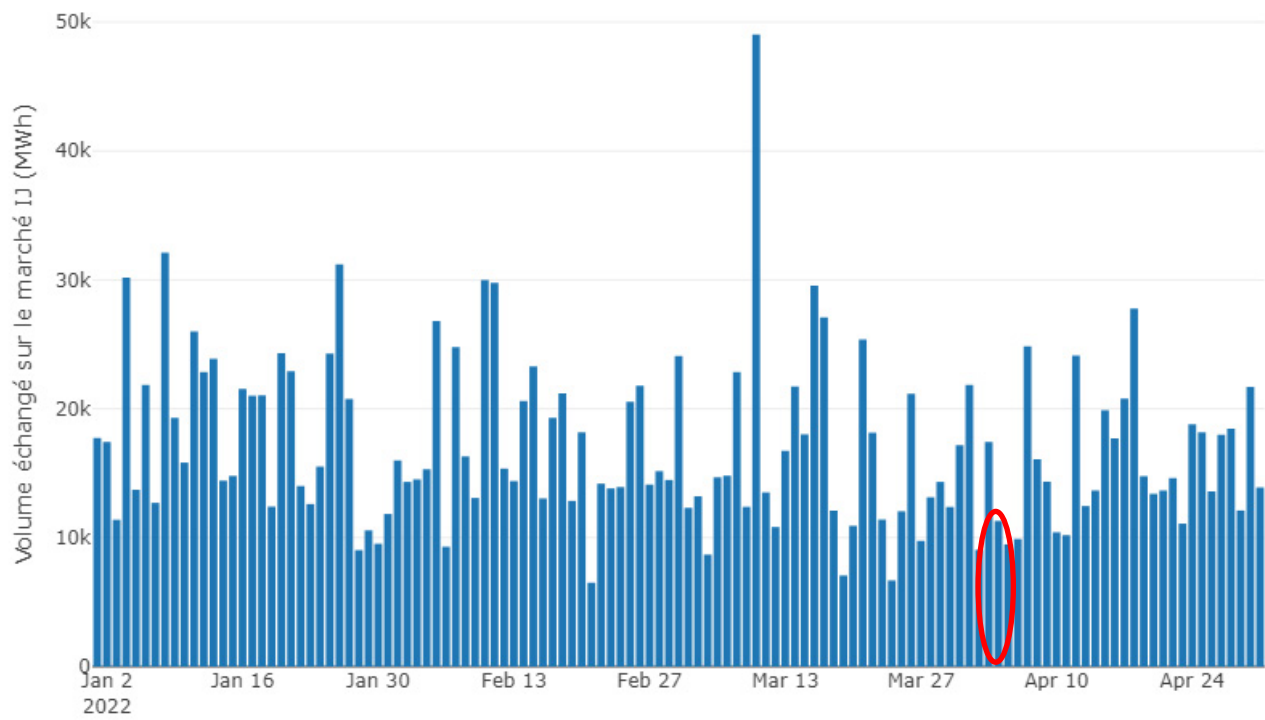
Les volumes d'échanges sur cette journée restent toutefois relativement faibles en comparaison du déséquilibre final du système et de l'historique. Les acteurs n'ont visiblement pas anticipé leur déséquilibre et n'ont pas utilisé suffisamment le marché. Il faut néanmoins remarquer que pendant les heures du pic, il était plus intéressant in fine de d'être exposé au prix des écarts positifs pour un acteur en position longue en raison de la valorisation des énergies au prix spot dans le calcul du PRE, pour l'*imbalance netting* notamment. Toutefois cet arbitrage est difficilement anticipable par les acteurs.



Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

Figure 44 Volume acheté et vendu sur le marché intrajournalier par heure (MWh)

Au regard des volumes d'échanges sur le marché intrajournalier, il apparaît peu probable qu'un acteur ait volontairement acheté des volumes significatifs en day-ahead pour les proposer en cours de journée.



Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

Figure 45 Volume échangé net sur le marché intrajournalier français, 4 avril 2022 entouré en rouge (MWh)

4. ENSEIGNEMENTS

L'enchère du 3 avril 2022 pour livraison le 4 avril a révélé une grande tension anticipée sur l'équilibre offre-demande, se matérialisant des prix spot très élevés pour deux heures de la journée, à 7h et à 8h. Cette tension a été causée par une combinaison extrêmement improbable de facteurs défavorables, ayant eux-mêmes pour la plupart une probabilité d'occurrence faible. Elle ne s'est finalement pas matérialisée à l'approche du temps réel, notamment de sous-estimations sur la production. La forte tension sur l'enchère *day ahead* a cependant eu des conséquences réelles :

- cet événement a exposé concrètement aux yeux des acteurs de marché européens la fragilité actuelle du système électrique français, ce qui a possiblement contribué à la hausse des prix français pour l'hiver 2022-2023 observée ces dernières semaines ;
- l'atteinte de niveaux de prix proches du plafond de l'enchère journalière de 3000 €/MWh a déclenché automatiquement la hausse de ce plafond à 4000 €/MWh, en application de la décision de l'ACER. La hausse du prix plafond est également susceptible de contribuer à la hausse des prix à terme, car les acteurs s'attendent à ce que ce genre d'épisode se reproduise l'hiver prochain.

Pourtant, il s'agit d'un événement isolé résultant d'une conjonction exceptionnelle de divers événements (s'ajoutant à la faible disponibilité du parc nucléaire) :

- la nuit du 4 avril a été la plus froide pour un mois d'avril depuis 1947 ;
- les capacités d'importation étaient faibles en amont de l'enchère journalière, et elles étaient exceptionnellement basse avec l'Allemagne et la Belgique ;
- EDF a annoncé l'indisponibilité imprévue d'une tranche nucléaire Dampierre 1, la disponibilité nucléaire étant déjà exceptionnellement basse ;
- la production éolienne pendant les heures critiques de 7h à 9h a été sous-estimée, de même que la production des cogénérations ;
- les dispositifs permettant de gérer la pointe de consommation en France prennent fin le 31 mars et n'étaient donc pas disponibles le 4 avril (mécanisme de capacité, tarifs TEMPO, appel d'offres effacement, etc.). De même, plusieurs installations de production ont commencé leur maintenance fin mars et n'étaient plus disponibles ; et
- les alertes de RTE ont vraisemblablement conduit les acteurs, par prudence, à rechercher une position longue, ce qui a pu conduire à augmenter le prix de l'enchère journalière.

La conjonction de ces éléments a conduit à des prix spot extrêmement élevés pour 7h et 8h le 4 avril 2022 (respectivement 2720 et 2990 €/MWh). Ces prix auraient été divisés par deux environ avec un déplacement faible de l'équilibre offre-demande compris entre 500 et 1000 MW (hausse de la production, baisse de la consommation).

Sur le plan de l'équilibre physique, le système a passé les deux heures critiques du 4 avril de façon relativement confortable. La production éolienne et surtout celle par cogénération ont été supérieures à la prévision, RTE n'a pas eu à intervenir fortement sur le mécanisme d'ajustement.

En revanche, la consommation a été très forte, conforme aux prévisions faites 2 jours en amont. Le signal écowatt de RTE a été vraisemblablement insuffisant pour réguler la consommation, ce qui peut s'expliquer par son déclenchement en plein week-end (le 4 avril était un lundi) et hors saison d'hiver.

Cet événement remet en question la pertinence de la règle de relèvement automatique du plafond de prix de gros de l'électricité

Le pic de prix du 4 avril 2022, épisode tout à fait exceptionnel et résultat de circonstances propres à la France, a des lourdes conséquences sur l'ensemble des pays de la région du couplage unique journalier. En effet, en application des règles en vigueur, l'atteinte de 60% du prix plafond une heure donnée dans une seule zone de marché de la région de couplage unique journalier a déclenché automatiquement une hausse du prix plafond de 1000 €/MWh dans les 24 pays qui la composent. Le constat selon lequel la hausse du prix plafond a résulté d'un événement très peu probable, tout à fait exceptionnel et propre à un seul pays remet en question la pertinence de la méthodologie en vigueur s'agissant du relèvement dynamique des plafonds de prix.

Par ailleurs, l'existence effective d'offres supplémentaires, mobilisables à court terme, de capacité de production ou d'effacement entre 3000 et 4000 €/MWh semble très improbable, sur le marché français en tout cas.

La CRE estime que les modalités d'augmentation automatique des plafonds de prix harmonisés doivent évoluer. Au vu des délais potentiellement longs de la procédure d'amendement de la méthodologie en vigueur, et dans le contexte actuel de crise des prix de l'énergie en Europe, la CRE considère que l'application du relèvement automatique des plafonds de prix devrait être suspendue dans l'attente de la révision de ces modalités.

