

RAPPORT

JUILLET 2022

Les prix à terme de l'électricité pour
l'hiver 2022-2023 et l'année 2023



SYNTHESE

Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 ont connu une hausse record en Europe. Celle-ci s'est accélérée fortement depuis mi-juin 2022. Elle est même particulièrement marquée en France.

Cette situation reflète la conjonction de deux crises d'une ampleur inédite, qui affectent le secteur énergétique européen et français depuis le deuxième semestre 2021 :

- [1] la première concerne la sécurité européenne pour son approvisionnement en gaz pour l'hiver 2022-2023, du fait des aléas de livraison d'un de ses, voire de son principal fournisseur, Gazprom. Depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie, la menace d'un arrêt complet des importations de gaz russe pèse directement sur les marchés. L'accélération récente des prix à terme du gaz s'explique par la crainte de voir l'Europe faire face à des pénuries cet hiver.
- [2] la seconde concerne plus directement la France du fait de l'état de son parc nucléaire, affecté par l'arrêt de nombreux réacteurs. La découverte de phénomènes de corrosion sous contrainte fin 2021, qui s'ajoute à un calendrier des maintenances déjà très chargé, a conduit à de nombreuses mises à l'arrêt. EDF doit réaliser des mesures de contrôles et de réparations supplémentaires et inédites, ce qui génère une plus grande incertitude sur sa capacité à remettre en service les centrales concernées avant l'hiver.

Les prix du gaz entrant directement dans la formation du prix de l'électricité, ses prix à terme (4^{ème} trimestre 2022 et 1^{er} trimestre 2023 en particulier), se sont encore fortement tendus en Europe. Cependant, alors même que la France, grâce à ses approvisionnements plus diversifiés, bénéficie, sur le marché de gros, d'un prix du gaz parmi les plus bas d'Europe, et même très inférieur à celui de l'Allemagne, les prix de l'électricité à terme sur le marché français, sont supérieurs au reste de l'Europe, affichant même un écart historique avec les prix allemands.

La CRE constate que le niveau atteint par les prix de l'électricité à terme en France ne correspond plus à une anticipation moyenne des prix spot telle que modélisée historiquement. En particulier, le nombre d'heures d'atteinte du plafond de prix sur les enchères journalières¹ pendant l'hiver 2022-2023 induit par ces niveaux de prix à terme, serait d'environ 200 heures par trimestre dans le cadre d'une modélisation standard, ce qui correspond à un scénario extrême.

Un tel prix et de tels écarts reflèteraient donc la crainte des marchés quant au risque d'un déséquilibre offre/demande sur les marchés de l'électricité en France cet hiver. Les prochaines analyses prévisionnelles de RTE, dans le cadre du « passage de l'hiver », devraient permettre de préciser les scénarios de tension sur les réseaux.

Dans ce contexte, la CRE, qui a renforcé sa surveillance du marché de gros français depuis le second semestre 2021, n'a pas observé à ce jour de comportement susceptible de relever de la manipulation de marché sur les prix à terme de l'électricité. La CRE continuera sa surveillance renforcée.

Au vu du caractère exceptionnel de la situation et du caractère très élevé des prix observés par rapport à des modélisations historiques, la CRE interrogera formellement les acteurs de marché sur leurs stratégies et leurs anticipations pour l'hiver à venir.

¹ Le plafond de prix sur les enchères journalière est atteint sur une heure donnée lorsque l'électricité totale offerte sur le marché est insuffisante pour répondre à la demande à tout prix.

CONTENU

SYNTHESE.....	2
1. DES PRIX A TERME DE L'ELECTRICITE RECORD POUR L'HIVER 2022-2023.....	4
1.1 DES PRIX RECORD DE L'ELECTRICITE A TERME EN FRANCE.....	4
1.2 UN ECART DE PRIX CONSIDERABLE AVEC L'ALLEMAGNE.....	4
1.3 LA LIQUIDITE SUR LES MARCHES A TERME EST EN BAISSSE PAR RAPPORT A L'AN DERNIER, , MAIS NE S'EFFONDRE PAS.....	6
2. DE FORTES INQUIETUDES POUR LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN FRANCE POUR L'HIVER 2022-2023.....	7
2.1 DES CRAINTES POUR LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ POUR L'HIVER 2022-2023, PLUS MARQUEES EN ALLEMAGNE QU'EN FRANCE.....	7
2.2 ... MAIS UN PREMIER SEMESTRE 2022 SOUS TENSION EN RAISON D'UNE DISPONIBILITE DU PARC NUCLEAIRE FRANÇAIS HISTORIQUEMENT FAIBLE.....	9
3. LES PRIX DE MARCHÉ ATTEINTS, TRADUISENT LA PERCEPTION D'UN FORT RISQUE DE PENURIE ET UNE PRIME DE RISQUE ELEVEE SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS.....	10
3.1 HAUSSE DE LA MARGE DE PRODUCTION DES MOYENS DE PRODUCTION THERMIQUE.....	10
3.2 L'ANTICIPATION D'UN NOMBRE D'HEURES D'ATTEINTE DU PLAFOND DE PRIX EXTREMEMENT ELEVE.....	11
4. CONCLUSION.....	13

1. DES PRIX A TERME DE L'ÉLECTRICITÉ RECORD POUR L'HIVER 2022-2023

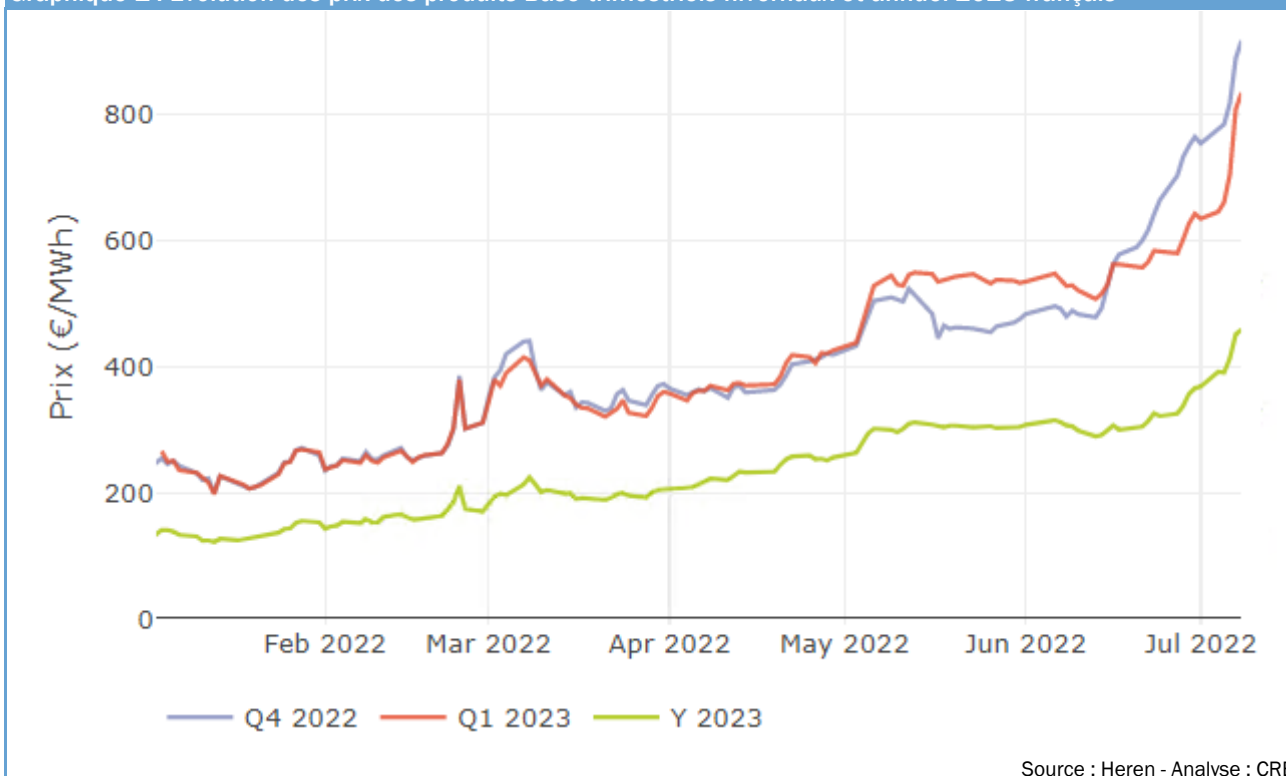
Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 connaissent une hausse record en Europe, qui s'est encore accélérée fortement depuis mi-juin 2022. Bien que cette hausse concerne plus ou moins uniformément la plupart des pays européens, le prix français est particulièrement touché et, en particulier, l'écart avec l'Allemagne atteint des niveaux considérables.

1.1 Des prix record de l'électricité à terme en France

Les prix des produits trimestriels livrés pour l'hiver 2022-2023 (Q4 2022 et Q1 2023, respectivement livrés pendant le 4^{ème} trimestre 2022 et le 1^{er} trimestre 2023) ont presque doublé en quelques semaines. Le Q4 2022 est ainsi passé de 478,5 €/MWh le 13 juin 2022 à 835 €/MWh le 8 juillet 2022 (+ 74,5 %) et le Q1 2023 est passé de 507,5 €/MWh à 918 €/MWh (+ 81 %).

Le produit annuel 2023, très important pour la formation des prix sur le marché de détail, est directement touché par la hausse des prix du 1^{er} trimestre 2023 et est passé de 289,5 €/MWh à 458,5 €/MWh (+ 58 %) entre le 13 juin et le 8 juillet 2022.

Graphique 1 : Evolution des prix des produits Base trimestriels hivernaux et annuel 2023 français



1.2 Un écart de prix considérable avec l'Allemagne

Le différentiel des prix des produits à terme trimestriels hivernaux et annuel 2023 entre la France et l'Allemagne a considérablement augmenté depuis mi-juin 2022. Ainsi, le 8 juillet 2022, le prix français pour le Q4 2022 est plus élevé de 469,9 €/MWh par rapport à son équivalent allemand, soit environ deux fois plus cher. Le constat est similaire pour le Q1 2023.

Pour le produit annuel 2023, la différence, qui était voisine de 0 en début d'année 2022, atteint 100 €/MWh en juillet 2022, ce qui est considérable d'autant plus que le prix du gaz est sensiblement inférieur en France (graphique 2).

Des prix à terme plus élevés pour les trimestres d'hiver en France par rapport à l'Allemagne sont habituels, du fait du caractère plus fortement thermosensible² de la consommation électrique française. Ainsi, la France est souvent importatrice d'électricité pendant l'hiver tandis qu'elle exporte largement en été lorsque sa production nucléaire et renouvelable de base est moins coûteuse que celle de ses voisins européens. A la différence du prix allemand, le prix français n'est pas sensible uniquement au prix des commodités (gaz, charbon, CO₂) mais également, dans une

² En effet, en France, la consommation d'électricité est fortement dépendante des températures, du fait du déploiement relativement plus important du chauffage électrique. Cette sensibilité est estimée à 2,4 GW de consommation supplémentaire par degré de moins en hiver pour des températures froides.

grande mesure, à la disponibilité prévisionnelle de son parc nucléaire pour l'année à venir et en particulier pour l'hiver.

De tels écarts de prix entre la France et l'Allemagne reflètent ainsi les craintes du marché quant à la disponibilité du parc nucléaire français historiquement basse. Les acteurs désireux de couvrir leur risque de marché sont manifestement prêts à payer une prime de risque importante sur le marché français, au vu des incertitudes affectant l'hiver 2022-2023.

Rappel sur la formation des prix de gros spot et à terme

Les prix à terme de l'électricité reflètent en principe la moyenne des prix *spot* horaire anticipés sur l'ensemble de la période de livraison considérée.

En considérant en première approximation que la consommation est essentiellement achetée à tout prix, les prix du marché *spot* dépendent principalement des coûts de production. La participation au marché étant libre, les producteurs ne vendent pas leur production à un prix inférieur à leur coût variable. Chaque production est donc offerte sur le marché au moins à son coût variable, qui dépend de la filière de production et des prix des combustibles. Le prix *spot* correspond donc au prix d'offre du dernier moyen de production appelé³. Ce principe, dit de règlement au prix marginal, incite les producteurs à offrir chaque moyen de production sur le marché à un prix égal à son coût variable (et non pas supérieur), ce qui assure la minimisation globale des coûts de production.

En hiver, la production des moyens thermiques gaz CCGT et centrales de pointe est nécessaire pour couvrir la forte demande. Le prix *spot* de l'électricité est donc en général fixé par le coût variable de ces moyens thermiques. Cela explique la forte corrélation du prix de l'électricité avec les prix du gaz, dès lors que les moyens à coût variable plus faibles ne sont généralement pas suffisants pour couvrir la demande.

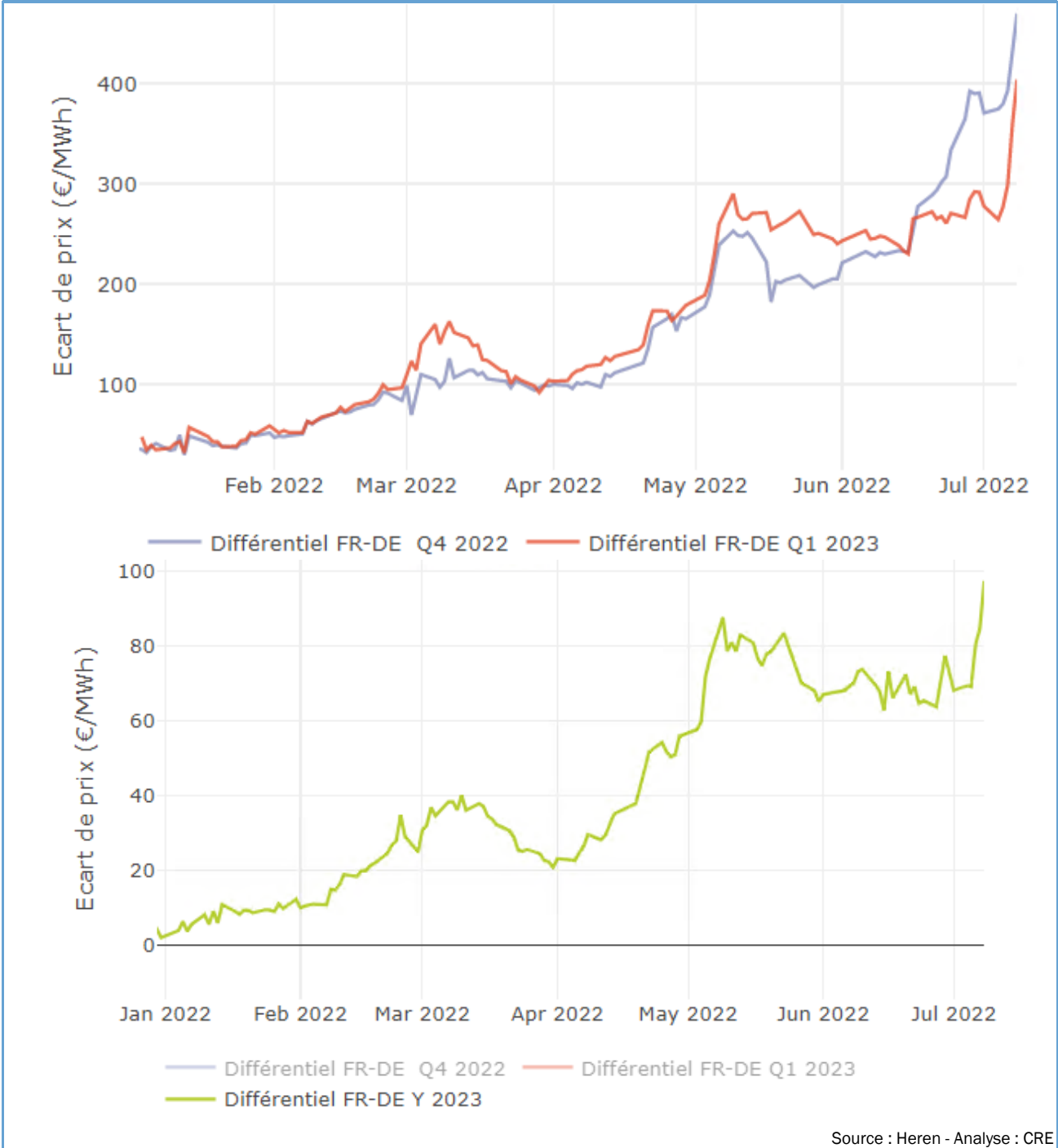
Dans le cas où l'offre n'est pas suffisante, une heure donnée, pour faire face à la demande à tout prix, le prix s'établit automatiquement au plafond, fixé à 4000 €/MWh (nouveau plafond fixé à la suite du pic de prix observé le 4 avril 2022 entre 7h et 9h du matin⁴).

Alors que le prix à terme de l'électricité en Allemagne suit classiquement la hausse du prix du gaz, ce n'est plus le cas en France. La hausse supplémentaire en France peut donc s'expliquer par l'anticipation d'un nombre élevé d'heures d'atteinte du plafond sur le marché journalier l'hiver prochain.

³ La production est appelée en « préséance économique » (ou « *Merit order* »), consistant à empiler les moyens de production « pilotables » par ordre de coûts variables² croissants afin d'ajuster la production à la demande résiduelle, calculée après avoir déduit la production dite « fatale » des énergies renouvelables (éolien, solaire, fil de l'eau, etc.). Ce principe permet de minimiser les coûts de production variables à court terme.

⁴ <https://www.cre.fr/Actualites/preparation-de-l-hiver-prochain-la-cre-appelle-a-reviser-l-automaticite-du-relevement-du-plafond-de-prix-du-marche-de-gros-de-l-electricite>

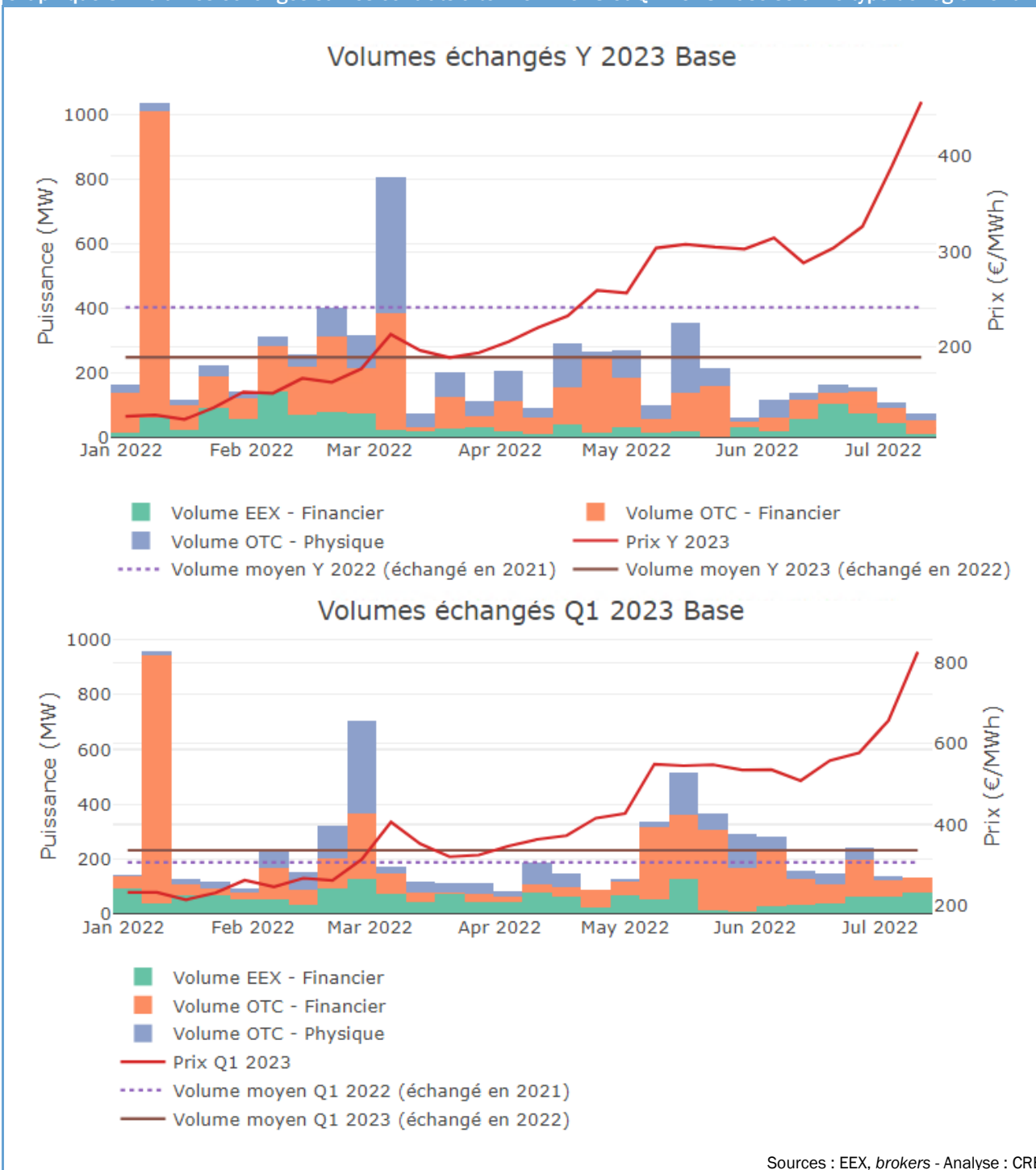
Graphique 2 : Evolution des écarts de prix entre la France et l'Allemagne pour les produits Base trimestriels hivernaux et annuel 2023



1.3 La liquidité sur les marchés à terme est en baisse par rapport à l’an dernier, , mais ne s’effondre pas

Les graphiques suivants montrent l'évolution de la liquidité sur les produits Q1 2023 et Y 2023. On observe une baisse par rapport à l'année dernière pour le produit annuel, qui traduit vraisemblablement l'attente de nombreux acteurs au vu des niveaux de prix atteints. Par ailleurs, les volumes échangés sont en nette baisse depuis la nouvelle forte hausse intervenue depuis mi-juin. Pour autant, de tels niveaux de liquidité ne peuvent pas aboutir au constat d'un marché dysfonctionnel en termes de formation des prix par rencontre d'une offre et d'une demande au sens classique du terme.

Graphique 3 : Volumes échangés sur les contrats à terme Y 2023 et Q1 2023 Base selon le type de règlement



2. DE FORTES INQUIETUDES POUR LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN FRANCE POUR L'HIVER 2022-2023

2.1 Des craintes pour la sécurité d'approvisionnement en gaz pour l'hiver 2022-2023, plus marquées en Allemagne qu'en France...

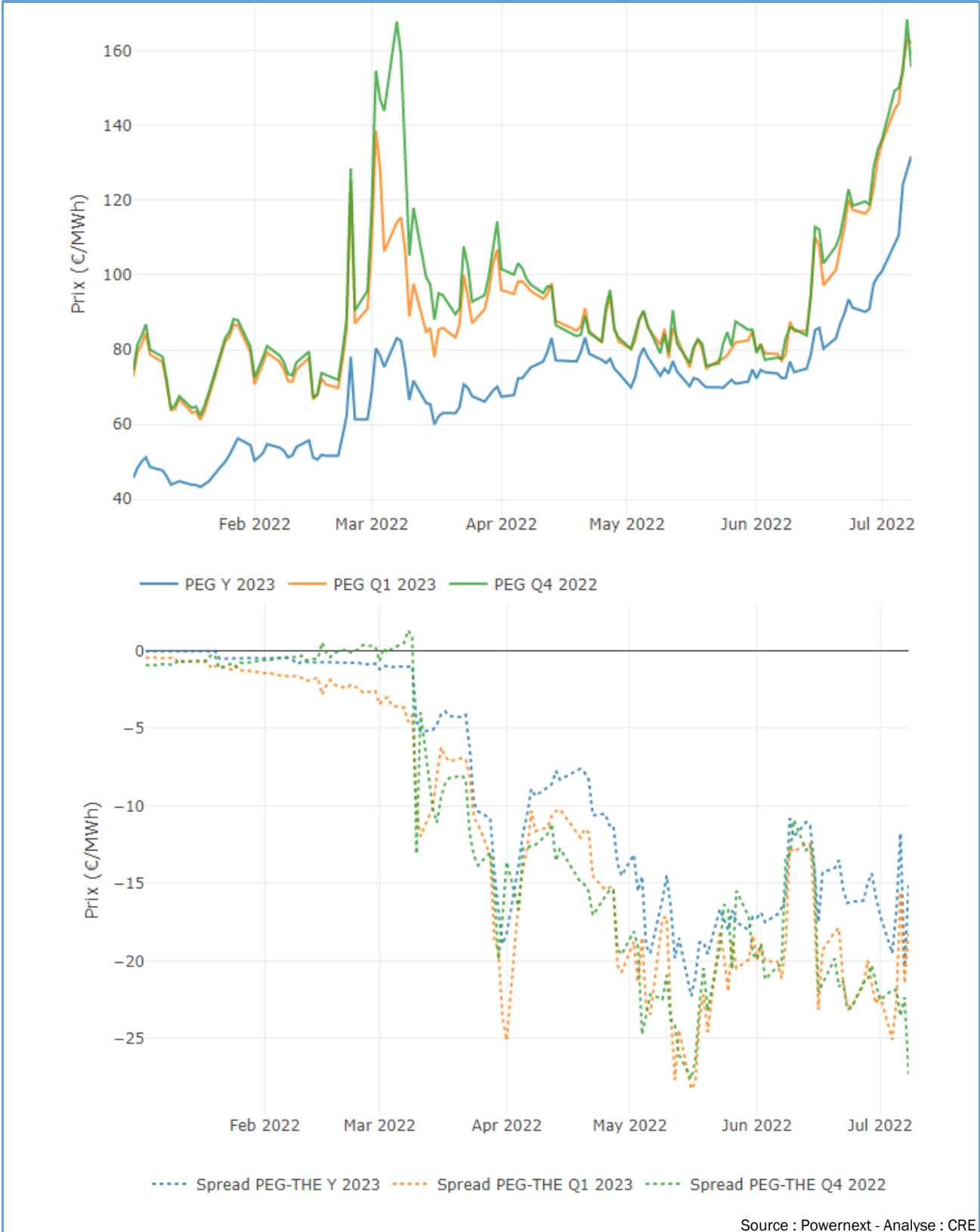
Comme indiqué précédemment, les prix de l'électricité sont en lien direct avec les prix des combustibles, surtout le gaz, du fait du rôle très important des moyens thermiques pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, particulièrement en période hivernale. L'accélération de la hausse des prix de l'électricité en Europe depuis mi-juin

2022 est ainsi corrélée à la hausse du prix du gaz, due à la nouvelle baisse des livraisons de Gazprom, avec la perspective d'un arrêt complet de ces livraisons.

Le prix du gaz en Europe, déjà extrêmement élevé, a ainsi connu une nouvelle forte hausse ces dernières semaines. Le prix du gaz français (PEG) pour livraison au 1^{er} trimestre 2023 a augmenté de + 64 % entre le 13 juin et le 15 juillet 2022, passant de 85 €/MWh à 139 €/MWh.

Cette hausse du prix du gaz affecte l'ensemble des hubs européens plus ou moins uniformément. Le prix du gaz en France est le moins cher de l'Union européenne avec la péninsule ibérique, avec en particulier un écart important avec l'Allemagne qui est plus dépendante du gaz russe que la France.

Graphique 4 : Evolution des prix du gaz français (PEG) pour les trimestres d'hiver 2022-2023 et pour l'annuel 2023 et écart avec le prix du gaz en Allemagne (THE)



2.2 ... Mais un premier semestre 2022 sous tension en raison d'une disponibilité du parc nucléaire français 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.

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 fissurations par corrosion sous contrainte.

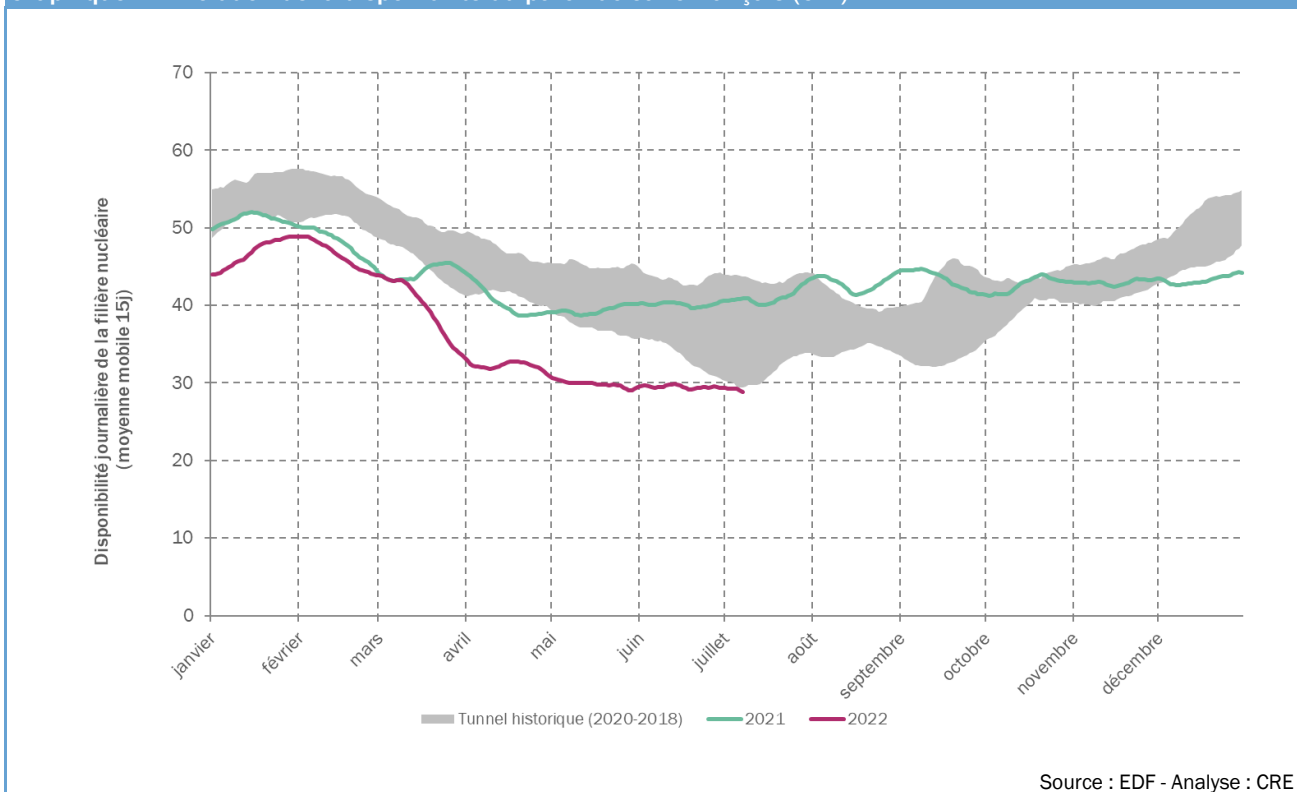
Une anomalie générique relative aux réacteurs de 1450 MW ne pouvant être exclue, EDF a décidé le 15 décembre 2021 la mise à l'arrêt préventive à partir du 16 décembre 2021 des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Chooz B, qui sont de même type que ceux de Civaux, afin de procéder à des contrôles.

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.

Le 19 mai 2022⁵, EDF a communiqué des éléments complémentaires concernant son planning de contrôle et de réparation des portions de tuyauteries concernées par la corrosion sous contrainte. EDF a ainsi ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (à 280-300 TWh contre 295-315 TWh précédemment). L'estimation de la production nucléaire pour 2023 n'est pas modifiée à ce stade (soit 300-330 TWh).

La crise traversée par le parc nucléaire français est sans précédent et renforce les inquiétudes pour l'hiver 2022-2023 et pour l'année 2023, contribuant à la hausse des prix de l'électricité à terme et à la prime de risque du prix français par rapport à son voisin allemand.

Graphique 5 : Evolution de la disponibilité du parc nucléaire français (GW)



3. LES PRIX DE MARCHÉ ATTEINTS, TRADUISENT LA PERCEPTION D'UN FORT RISQUE DE PENURIE ET UNE PRIME DE RISQUE ELEVEE SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS

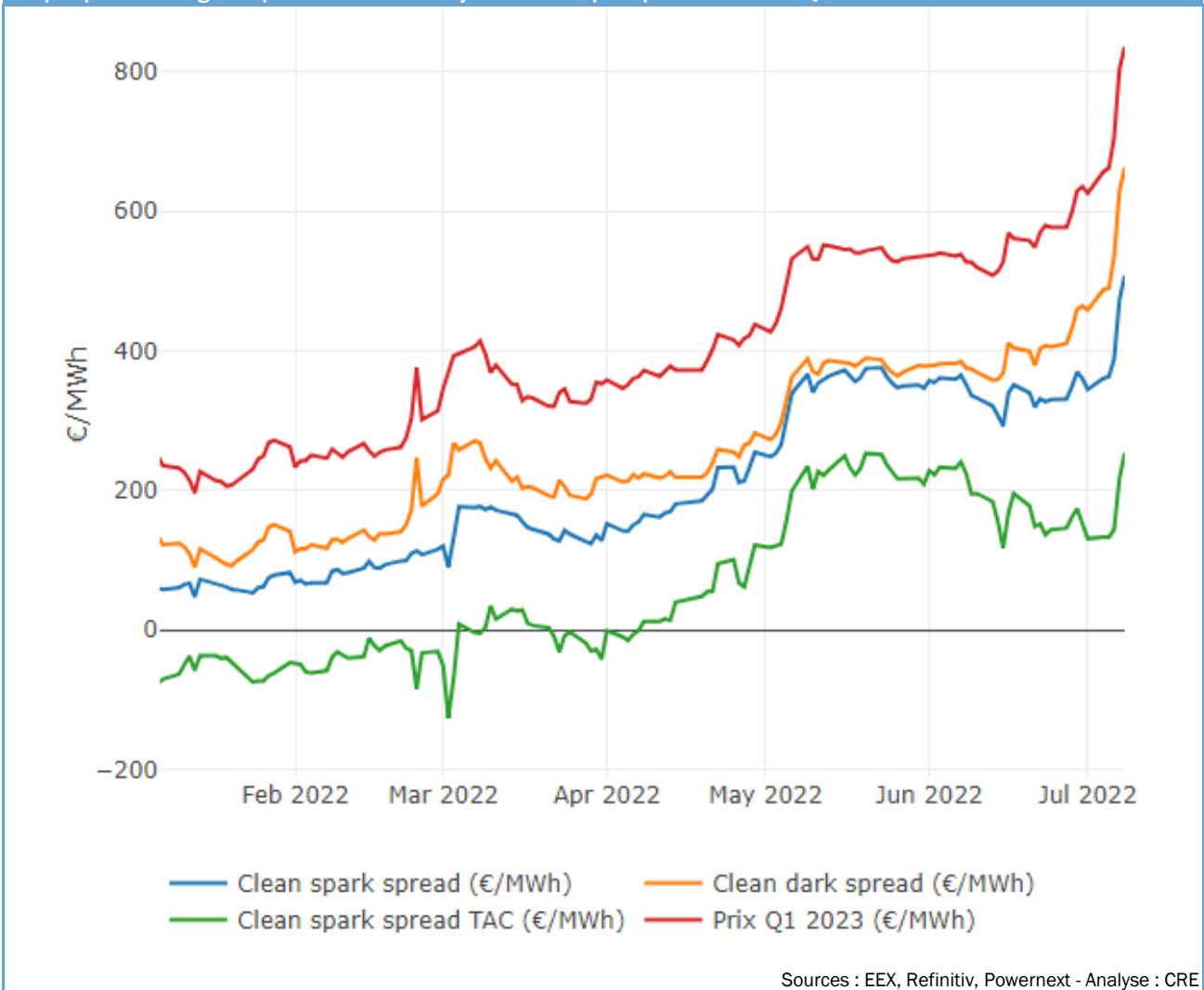
3.1 Hausse de la marge de production des moyens de production thermique

La marge de production des centrales thermiques charbon et gaz est modélisée en tenant compte des revenus potentiellement générés par la vente d'électricité, du coût des combustibles par filière, de l'efficacité moyenne des centrales par filière, du prix du CO₂ et du facteur d'émission des centrales par filière. La marge de production d'une centrale à charbon ainsi modélisée est mesurée par le *Clean Dark Spread*. Pour les centrales CCG gaz, il s'agit du *Clean Spark Spread*. Enfin, la marge de production d'une turbine à combustion (TAC) fonctionnant au gaz est également présentée ci-après (*Clean Spark Spread TAC*).

⁵ <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/point-actualite-nucleaire-du-18-mai-2022>

L'analyse de ces indicateurs pour les produits trimestriels hivernaux Q4 2022 et Q1 2023 base en France montre une marge de production élevée des centrales thermiques qui est même en forte augmentation depuis début juillet 2022. En outre, les TAC gaz sont, depuis début avril 2022, en moyenne significativement rentables pour l'ensemble des heures de livraison du 1^{er} trimestre 2023 (même constat pour le Q4 2022) alors qu'en règle générale, elles ne fonctionnent qu'un nombre d'heures limité même en hiver. Cette hausse de la marge de production des moyens thermiques et en particulier des moyens thermiques de pointe (TAC gaz) montre que les prix de l'électricité augmentent plus vite que ceux des moyens de production au gaz en France. Elle traduit une décorrélation des prix de l'électricité avec une modélisation fondée sur une détermination classique du prix par le coût marginal des centrales appelées en dernier dans le merit order (cf. note de bas de page n° 3 ci-dessus) et la forte inquiétude du marché pour l'hiver 2022-2023.

Graphique 6 : Marge de production des moyens thermiques pour le contrat Q1 2023 base



3.2 L'anticipation d'un nombre d'heures d'atteinte du plafond de prix extrêmement élevé

Une analyse similaire faite sur les heures de pointe⁶ montre une très forte marge de production des TAC gaz pour les trimestres Q4 2022 et Q1 2023 (voir le graphique 6) d'hiver, qui augmente encore depuis le 15 juin 2022.

⁶ Les produits pointe sont des produits spécifiques pour lesquels les volumes échangés sont habituellement très faibles.

Graphique 7 : Marge de production des TAC gaz sur les heures de pointe⁷



En première approche, les prix à terme sur les heures de pointe peuvent être modélisés avec les TAC toujours marginales (et donc le prix horaire égal au coût variable d'une TAC gaz) ainsi qu'un certain nombre d'heures d'atteinte de plafond de prix (c'est-à-dire d'heures où la demande totale sur le marché journalier ne peut pas être satisfaite par les offres de vente, en France ou depuis l'étranger au travers des interconnexions) valorisées au prix plafond sur l'enchère journalière, actuellement à 4000 €/MWh.

Cette analyse simple indique que le nombre d'heures d'atteinte de plafond de prix anticipé par le marché en France est très important, de l'ordre de 200 heures sur chacun des trimestres Q4 2022 et Q1 2023⁸.

RTE indique que les heures de tension du système électrique l'hiver prochain sont entre 8h et 13h d'une part, entre 18h et 20h d'autre part les jours de semaine, soit 7 heures par jour. Ainsi, les prix de marché actuels indiqueraient dans une modélisation classique de la formation des prix⁹ qu'environ 30 journées seraient en situation d'atteinte de plafond¹⁰ pendant chacun des trimestres Q4 2022 et Q1 2023.

Même des scénarios pessimistes sur la disponibilité du parc nucléaire et sur un hiver froid ne conduisent pas à un nombre aussi élevé d'heures d'atteinte du plafond de prix tel qu'anticipé par les prix de marché. Les prix à terme de l'électricité sur le marché français sont ainsi très éloignés de ceux qui résulteraient de la modélisation des coûts de production et des informations publiquement disponibles sur le parc nucléaire.

Les prix observés indiquent qu'il existe une prime de risque très élevée sur les prix à terme de l'électricité en France, au vu des incertitudes actuelles sur l'hiver 2022-2023, que les acteurs ayant besoin de couvrir leurs besoins d'achats sont prêts à payer.

Les prochaines études prévisionnelles saisonnières de RTE pourront permettre d'approfondir l'analyse de la cohérence entre les fondamentaux techniques et économiques du système électrique et les anticipations telles que révélées par les prix de marchés à terme, sur la base d'une mise à jour de l'évaluation des risques pour l'hiver 2022-2023. Au titre des missions qui lui sont confiées par la loi, RTE collecte en ce moment les informations les

⁷ La liquidité sur les heures de pointe est très faible, et les niveaux sont le plus souvent extrapolés et non pas fixés en fonction des transactions réalisées. Toutefois les ordres de grandeur sont bons.

⁸ La simulation a été faite en supposant que le plafond de prix reste fixé à 4000 €/MWh pendant l'hiver prochain, comme demandé par la CRE dans sa communication du 8 juillet dernier

⁹ moyenne des coûts marginaux standards pour les heures où les volumes d'offre et de demande permettent de déterminer un prix et 4 000 € / MW.h pour les heures où une telle rencontre de l'offre et de la demande n'est plus possible

¹⁰ L'atteinte du plafond de prix spot n'implique pas obligatoirement le recours à des délestages tournants, car RTE dispose de moyens d'action « post-marché » lui permettant, dans une certaine mesure, d'assurer l'équilibre physique du système électrique sans recourir à des délestages.

plus à jour auprès des acteurs du système électrique, et a lancé en juillet 2022 une consultation publique sur le cadrage de son analyse du « passage de l'hiver » en vue de réactualiser prochainement sa vision.

4. CONCLUSION

Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 pour livraison en France sont extrêmement élevés et ne correspondent plus à une anticipation moyenne des prix spot telle que modélisée historiquement. Ils reflètent soit des anticipations de forte pénurie, soit une prime de risque élevée sur le marché de l'électricité français, et vraisemblablement la conjonction des deux.

Dans ce contexte, outre la prolongation de ses actions de surveillance renforcée des marchés, la CRE va interroger formellement les acteurs de marché sur leurs stratégies et leurs anticipations pour l'hiver 2022-2023.