

**EXPLORONS  
LES POSSIBLES**

Pour une **transition énergétique  
soutenable et économique**

# Bulletin trimestriel des prix

## Actualité : Les prix de marché

**3<sup>ème</sup> trimestre 2022**

**Auteurs :**

Bertrand Charmaison – [bertrand.charmaison@cea.fr](mailto:bertrand.charmaison@cea.fr)

David Proutt - [david.proult@cea.fr](mailto:david.proult@cea.fr)

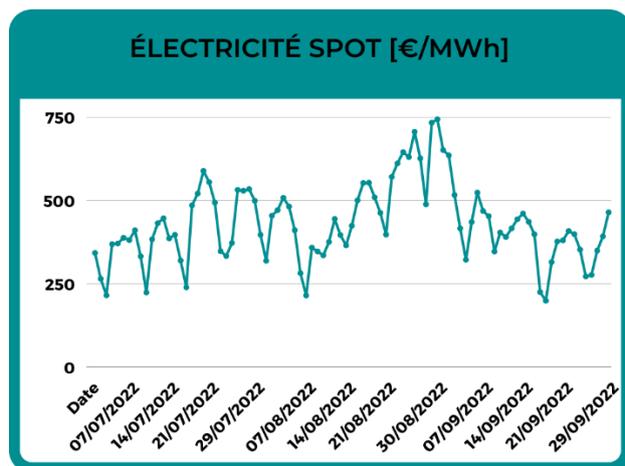
Sophie Gabriel – [sophie.gabriel@cea.fr](mailto:sophie.gabriel@cea.fr)

**DOCUMENT INTERNE**

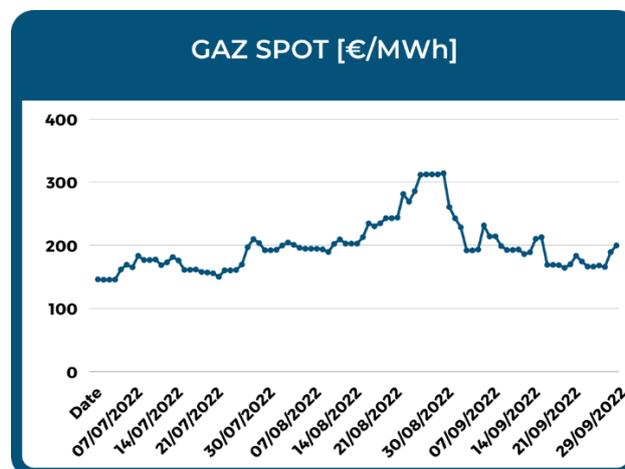
Lors de ce troisième trimestre les prix de l'électricité et du gaz sont restés à des niveaux records. Bien que la CRE et RTE considèrent que l'équilibre offre demande en matière d'électricité n'est pas menacé cet hiver, les prix de l'électricité en France restent significativement plus élevés que chez nos voisins. Par ailleurs, la réduction de la capacité nucléaire disponible va imposer des importations massives d'électricité, aggravant le déficit de la balance commerciale de la France.

Les prochaines semaines nous diront si la perspective d'une intervention forte de l'UE sur le marché gazier, dessinée par Ursula von der Leyen dans une lettre adressée aux chefs d'Etats européens le 5 octobre, permettra de faire significativement baisser les prix.

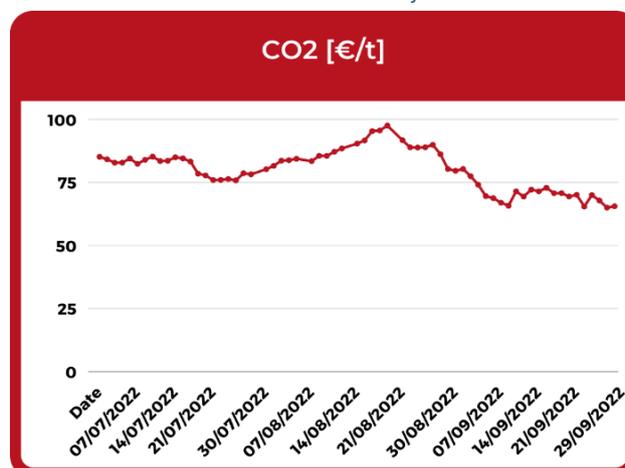
## Prix spot



Source : données Aleasoft



Source : données Aleasoft



Source : données Aleasoft

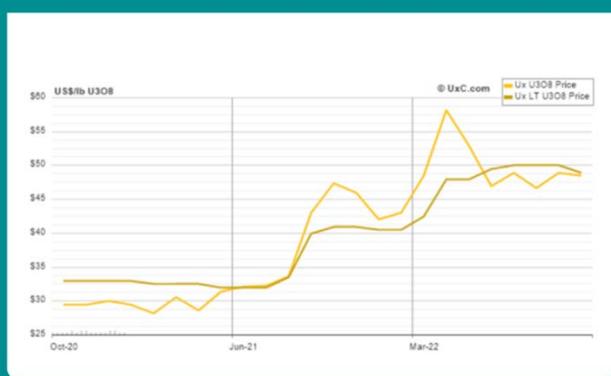
Les prix spot de l'électricité ont augmenté cet été en suivant les prix du gaz. Ils ont atteint un maximum fin août de 750 €/MWh avant de connaître un mouvement de baisse pour fluctuer autour de 400 €/MWh. Les évolutions des prix de l'électricité sont cohérentes avec le fait que les centrales à gaz sont marginales et sont indispensables pour assurer l'équilibre offre-demande, y compris en France compte tenu de la faible disponibilité du nucléaire.

Malgré une demande de gaz en Europe en baisse de 10% sur les 6 premiers mois de l'année par rapport à la moyenne des 5 dernières années et une substitution partielle du gaz russe (qui ne représente plus que 9% des importations européennes) par des importations massives de GNL et l'augmentation des apports par pipeline d'autres sources, l'annonce de la fermeture de Nord Stream 1 a poussé le prix spot du gaz à des niveaux supérieurs à 300 €/MWh fin août avant une décrue sous les 200 €/MWh. Le bon niveau de remplissage des stocks (remplis à près de 90% soit 15% de plus que l'an dernier à la même époque) et la relative faiblesse de la demande à la fin de l'été expliquent certainement ce mouvement de baisse qui se poursuit début octobre.

Alors que les prix du CO2 évoluaient depuis le début de l'année au-dessus de 75 €/t, ils sont repassés sous ce niveau après un maximum à près de 100 € mi-août. La dégradation des perspectives économiques en Europe et l'annonce de fermetures de sites industriels, sous l'effet de l'augmentation des prix des énergies, pourrait expliquer cette baisse avec une anticipation d'une demande plus faible de quotas carbone.

# Uranium

Prix Ux U3O8 (sur 2 ans - Prix spot et long terme)



Le marché de l'uranium s'équilibre à des prix de l'ordre de 50 €/lbU3O8, alors qu'ils évoluaient autour de 30 €/lbU3O8 avant 2021.

Selon Kazatomprom, premier producteur mondial d'uranium, les risques liés aux défis de la chaîne d'approvisionnement pour le développement des mines et la production d'uranium restent importants. Cependant, les contrats à moyen et long terme ont donné au producteur d'uranium kazakh la confiance nécessaire pour augmenter sa production d'uranium en 2024 de 2000 à 3000 tU par rapport aux niveaux prévus pour 2023. La production de Kazatomprom en 2024 devrait désormais se situer entre 25 000 tU et 25 500 tU.

Uranium



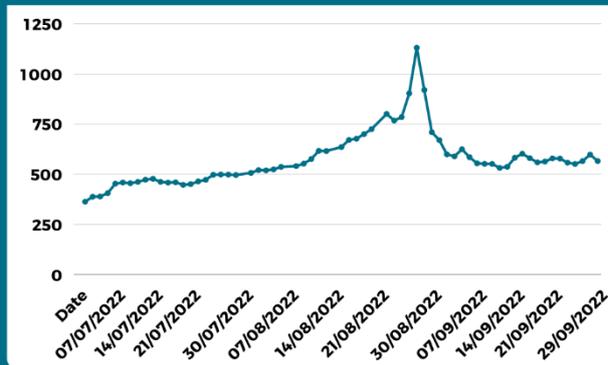
La principale voie d'expédition de la production d'uranium du Kazakhstan passe par Saint-Pétersbourg, en Russie. Malgré l'incertitude géopolitique persistante, cette route est restée jusqu'à présent ininterrompue et a déjà été utilisée plusieurs fois cette année. Un itinéraire alternatif via la mer Caspienne développé en 2018 est cependant disponible et sera également utilisé cette année.

Par ailleurs, les perspectives favorables du nucléaire amène à se poser la question de l'adéquation future du combustible nucléaire. D'après Euratom, les risques à court et moyen terme sont dominés par la nécessité de trouver des alternatives au combustible fourni par la Russie pour les réacteurs VVER et par les problèmes de transport. Ces risques sont déjà atténués, car des travaux sont en cours depuis un certain temps pour développer des sources alternatives d'approvisionnement en combustible et différentes voies de transport.

Pour évaluer les risques à plus long terme, il faut évaluer les capacités des installations à un niveau mondial plutôt qu'europpéen. La conversion constitue un risque particulier. Les longues périodes de prix bas ont conduit à un manque d'investissement dans les capacités de conversion, qui doivent maintenant être relancées. Pour l'ensemble des installations, les industriels et/ou investisseurs ne peuvent s'engager sans soutien politique.

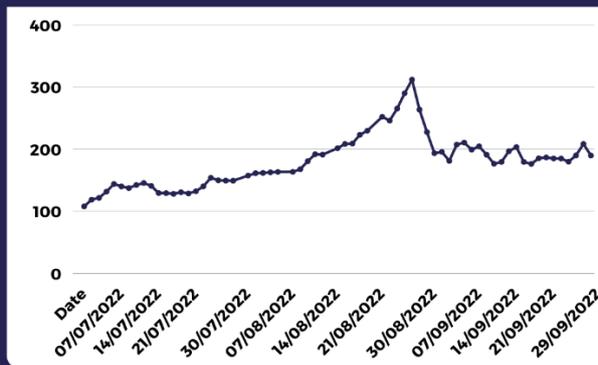
# Prix à terme

## ÉLECTRICITÉ FORWARD 2023 [€/MWh]



Source : données Aleasoft

## GAZ TTF Y+1 [€/MWh]



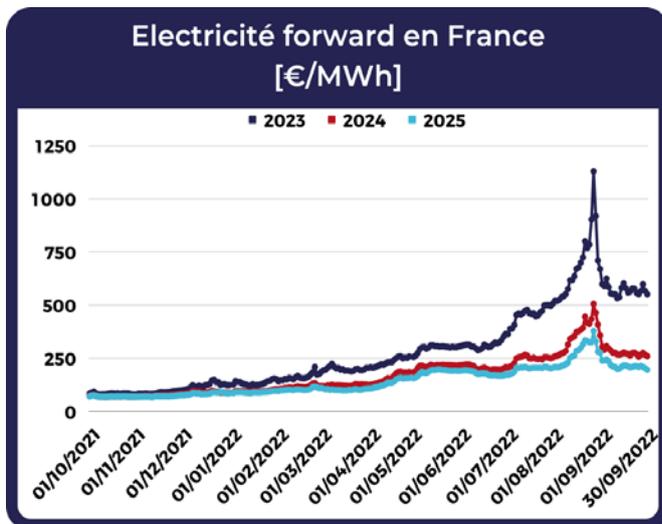
Source : données Aleasoft

Le prix de l'électricité pour une fourniture en France en 2023 a connu ce dernier trimestre une forte augmentation jusqu'au 26 août où il a atteint un record de 1130 €/MWh. S'il est ensuite redescendu, il est resté supérieur à 500 € jusqu'à la fin septembre. Pour des fournitures cet automne et cet hiver (dernier trimestre 2022 et premier trimestre 2023) les prix sont encore plus élevés et ont évolué durant le mois de septembre autour de 1000 €/MWh.

Ces évolutions suivent celles des prix du gaz, qui reste le driver numéro un du prix de l'électricité, majorées d'une « prime de risque » qui reflète une crainte sur la disponibilité du parc nucléaire français.

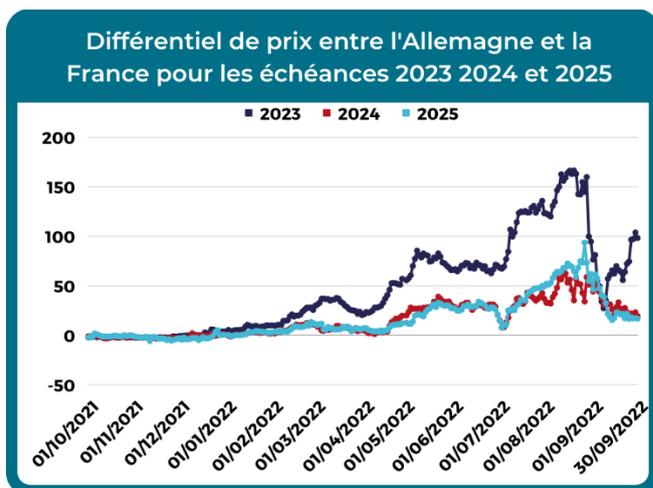
D'après leurs analyses des évolutions des prix à terme et des perspectives d'équilibre offre-demande RTE comme la CRE considèrent que ces prix sont en décalage avec les fondamentaux du marché. RTE écrivait dans son rapport du 12 septembre « les prix atteints sur les marchés à terme (...) intègrent désormais une « prime de risque » extrêmement élevée pour la France. En effet, tout se passe désormais comme si le marché avait, en quelques mois, basculé d'une absence totale d'anticipation d'un risque de défaillance à une situation où seul le scénario le plus extrême est envisagé et intégré aux prix. Or, dans le même temps, l'incertitude sur l'hiver s'est pourtant significativement réduite. »

## Focus : différentiel des prix de l'électricité entre la France et l'Allemagne



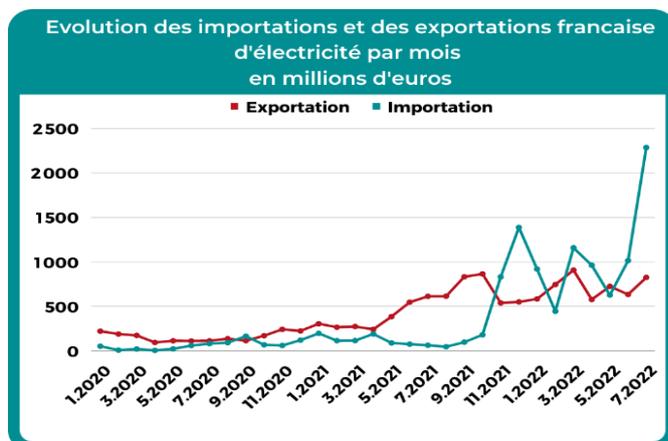
Les marchés anticipent que l'électricité va rester à des niveaux de prix élevés en 2024 et 2025. Si les prix à terme pour ces échéances sont nettement plus faibles que ceux de l'an prochain (de l'ordre de 200 €/MWh contre 600 €/MWh) ils ne retrouvent pas leur niveau d'avant-crise.

Ces anticipations sont cohérentes avec la vision d'une crise durable de l'approvisionnement en gaz ; elles reflètent également que les acteurs de marché anticipent que la capacité nucléaire française devrait rester durablement diminuée.

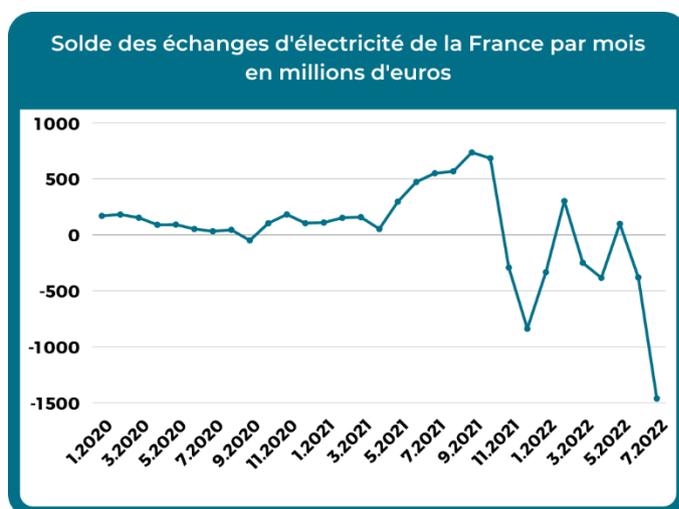


Cette anticipation se retrouve dans le différentiel de prix entre la France et l'Allemagne qui ne retrouve pas, aux horizons 2024 et 2025, son niveau d'avant crise. Les marchés continuent d'envisager une électricité moins chère outre Rhin et intègrent une « prime de risque » spécifique à la France au-delà de 2023. Les évolutions des prochains mois nous diront s'il s'agit d'un changement de perception structurel lié à la disponibilité du nucléaire ou une mauvaise appréciation temporaire des fondamentaux des marchés comme le présuppose RTE.

## FOCUS : évolution de la balance commerciale



L'indisponibilité du parc nucléaire et le différentiel de prix au détriment de la France ont eu pour effet une augmentation très forte des importations d'électricité lors du 1er semestre 2022. Ce mouvement succède à l'inverse à une augmentation en valeur des exportations d'électricité lors de l'automne 2021. A partir de novembre 2021 les importations ont fortement crû alors que la valeur des exportations se maintenait à un niveau plus élevé que lors des années précédentes.



Cette évolution a conduit à une inversion du solde commercial et à une contribution fortement négative de l'électricité à la balance commerciale. Alors que traditionnellement l'électricité contribue positivement, à la hauteur de quelques centaines de millions d'euros par mois à la balance commerciale, le solde des échanges a atteint au mois de juillet 2022 près de 1,5 milliards de déficit soit 10 % du déficit commercial de la France pour ce mois.