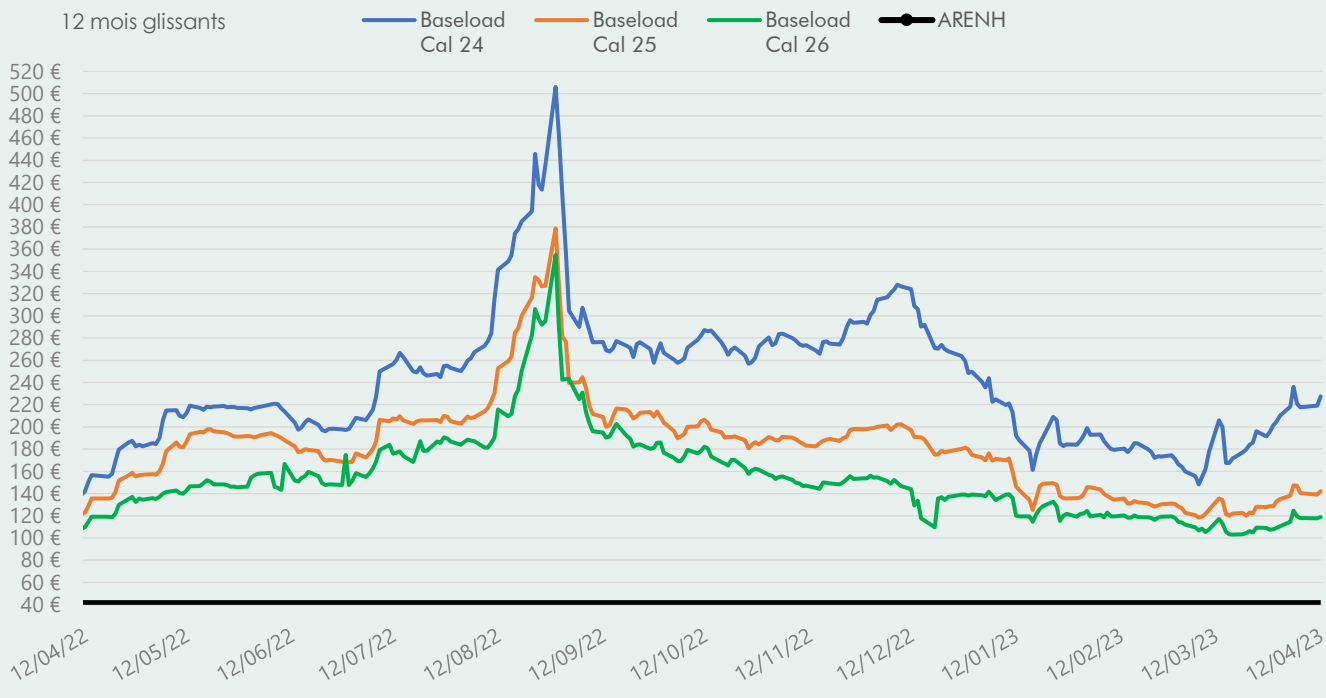


En Bref

Des températures en baisse ont induit une augmentation de la consommation d'énergie accompagné d'une hausse des contrats long termes. La prime de risque s'est finalement atténuée en raison de la reprise du travail dans deux terminaux méthaniers français et avec l'anticipations favorables quant à la production hydraulique.



Production nucléaire sur la bonne voie

D'une semaine sur l'autre, les températures ont diminué, ce qui a provoqué une hausse de la demande d'électricité (+1.9 GW). Ainsi, la moyenne hebdomadaire des spot a atteint 125,16 €/MWh. Un niveau de prix qui reste modéré : pour rappel, voilà un an le 4 avril 2022, la barre des 2 000 €/MWh avait été dépassée certaines heures alors que la disponibilité nucléaire était très basse.

La prime de risque sur l'hiver prochain est toujours de mise, même si elle s'est relativement atténuée : ainsi, les produits Q1 2024 et Q4 2023 ont atteint mardi 4 avril respectivement 470 et 341 €/MWh, avant de terminer hier à 445,6 et 316 €/MWh. Cette détente s'explique par la perspective de voir revenir en ligne le réacteur de Civaux 2 après environ 500 jours d'arrêt. Il s'agit d'une des unités du pallier N4 (à forte puissance) sur lesquels les problèmes de corrosion avaient été originellement découverts : le cas échéant, cette nouvelle est de nature à redonner espoir sur la disponibilité nucléaire.

De son côté, le CO2 a atteint 97,25 €/t mercredi, un sommet de trois semaines, sur des achats de conformité de la part des acteurs qui doivent compenser leurs émissions. Mais cela n'a pas empêché les produits calendaires électriques de demeurer stables.

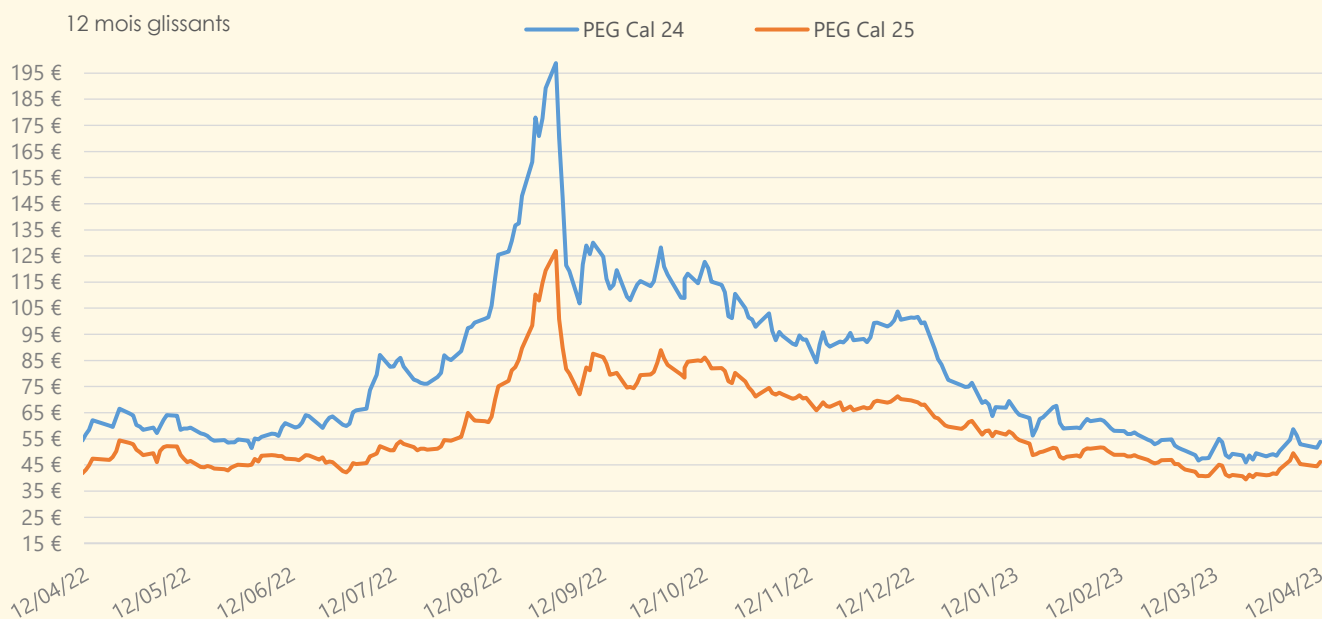
	Baseload		Peakload	
12/04/2023	Cal24	Cal25	Cal24	Cal25
Prix	227,6	142,1	384,9	223,6
Tendance 7 derniers jours	↘	↘	↗	↘

Tendances/Autres actualités

A compter de mai, la production hydroélectrique française devrait revenir à la normale, voire la dépasser légèrement, en raison des précipitations de mars, qui ont accru le taux de remplissage des réservoirs.

En Bref

Des températures en baisse ont induit une augmentation de la consommation d'énergie accompagné d'une hausse des contrats long termes. La prime de risque s'est finalement atténuée en raison de la reprise du travail dans deux terminaux méthaniers français et avec l'anticipations favorables quant à la production hydraulique.



Source : EEX

Nouvelles importations hexagonales de GNL

Sur des températures en baisse, la demande de gaz est passée à 8 TWh la semaine dernière, d'autant que la faiblesse de la production d'électricité renouvelable a conduit à mobiliser davantage les centrales à gaz. La moyenne des prix spot du PEG a donc augmenté à 43,71€/MWh.

Dans les terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer et de Montoir-de-Bretagne, les mouvements sociaux se sont atténués : les injections de gaz dans le réseau ont repris à hauteur de respectivement 60 GWh/j dans le premier cas (contre environ 350 GWh/j en temps normal), et 75 GWh/j dans le second (contre environ 300 GWh/j en temps normal). De plus, le taux de remplissage des stockages est toujours confortable pour la saison à 65% en Allemagne, à 60% aux Pays-Bas comme en Italie, et à 30% en France. Pour ces raisons, le contrat Mai a perdu environ 4 €/MWh, le Winter 3 €/MWh, et les calendriers 2024 et 2025 respectivement 3 et 2 €/MWh.

Enfin, le baril de Brent a pris plus de 5 \$/b : dans le but de stabiliser le marché, plusieurs pays membres de l'Opep vont réduire leur production de pétrole d'un million de barils/jour à compter de mai, à commencer par l'Arabie saoudite, l'Irak et les Emirats arabes unis.

Indices PEG		
12/04/2023	Cal24	Cal25
Prix	53,96	46,28
Tendance 7 derniers jours	↓	↓

Tendances/Autres actualités

Le marché semble renouer avec la tendance baissière en vigueur auparavant. Reste à savoir s'il repartira à la hausse dans l'anticipation du rebond de la demande chinoise de GNL, où s'il l'enfoncera en vue de températures plus clémentes.

Sources : Engie, Alpiq, Total Energies