

# Rapports de marché du 22.07.24 au 29.07.24

## Les échanges de gaz

La situation concernant le terminal américain de GNL Freeport a marqué le début de la semaine sur le marché. La reprise de l'activité a d'abord fait réduire les prix. Mais mercredi, les volumes de Freeport ont à nouveau baissé, ce qui a provoqué une certaine nervosité sur le marché.

L'augmentation du prix du gaz est accompagnée d'une hausse claire des échanges de quotas d'émission. Le potentiel de hausse est limité par des réservoirs saisonniers bien remplis ainsi qu'une situation d'approvisionnement globalement détendue. Celui-ci a été stimulé par des températures plus chaudes dans certaines régions des États-Unis ainsi qu'en Asie du Nord-Est en ce qui concerne l'approvisionnement en GNL. En outre, les flux de gaz norvégiens ont faiblement augmenté. Comme l'énergie éolienne est toujours faible, on s'attend à une augmentation de la demande de gaz pour la production d'électricité. Les températures élevées pourraient en outre entraîner une augmentation de la demande de refroidissement en Europe.

Le day-ahead THE a évolué entre 31.16 euros/MWh et 32.37 euros/MWh dans un corridor plus étroit que la semaine précédente. Le PEG s'est situé entre 31.50 euros/MWh et 32.59 euros/MWh, soit un pic doucement supérieur à celui de la semaine précédente. La dernière fois, le THE était de

32.23 euros/MWh et le PEG de 32.49 euros/MWh.

Le marché à terme a suivi le mouvement du commerce à court terme. Mardi, le contrat annuel THE-2045 était encore coté à 37.28 euros/MWh ; mercredi, il a grimpé à 38.14 euros/MWh. Le PEG était coté à 35.88 euros/MWh et à 36,76 euros/MWh pendant que le PSV était de 37.78 euros/MWh et de 38.71 euros/MWh. Le commerce à long terme est toujours marqué par les inquiétudes concernant d'éventuelles pénuries d'approvisionnement pour l'hiver prochain. Le potentiel de baisse est en outre limité par les tensions croissantes au Proche-Orient.

Le supplément de prix indicatif pour les certificats de provenance du biométhane importé est de 65 euros/MWh pour les volumes non subventionnés issus de résidus labellisés (comme REDcert) dans le cadre d'un approvisionnement à court terme et de 60 euros/MWh dans le cadre d'un approvisionnement pluriannuel à long terme à partir de 2025, déduit par Polynomics sur la base des données de la plateforme Agriportance (dernière mise à jour le 28 juin 2024).

ener|gate

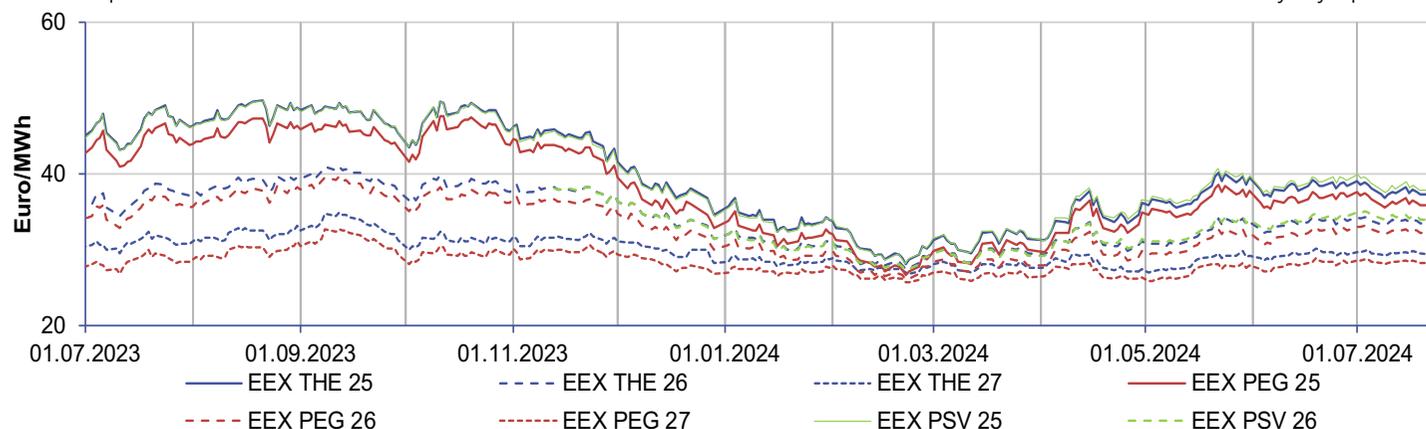
[www.energate-messenger.ch](http://www.energate-messenger.ch)

| Période de livraison | Cours de bourse EEX (Euro/MWh) |       |       |
|----------------------|--------------------------------|-------|-------|
|                      | THE                            | PEG   | PSV   |
| day-ahead            | 32.23                          | 32.49 | n.d.* |
| 2025                 | 38.23                          | 36.78 | 38.68 |
| 2026                 | 33.97                          | 32.74 | 34.48 |
| 2027                 | 29.60                          | 28.45 | n.d.* |

\*Pas de données disponibles auprès d'EEX

Date de l'enquête : 29.07.24

Valeurs mises à jour jusqu'au 26.07.24



29.07.24

Un service exclusif de l'Association suisse de l'industrie gazière pour ses membres

gaz energie

# Rapports de marché du 22.07.24 au 29.07.24

## Les échanges d'électricité

Le day-ahead s'est fixé à 54.43 euros/MWh jusqu'à mercredi, par rapport à sa valeur de 45.17 euros/MWh au début de la dernière semaine de négociation. Pour jeudi, le négoce à court terme a baissé à 48.47 euros/MWh, puis il a de nouveau augmenté à 51.06 euros/MWh. En fin de semaine, le day-ahead s'est établi à 47,60 euros/MWh. Pour le début de la semaine de négoce actuelle, le day-ahead est à nouveau nettement plus bas, avec une valeur de 37.51 euros/MWh.

Après un faible début de semaine avec 18.5 GWh, la production photovoltaïque a atteint 26.3 GWh jusqu'à jeudi. Ensuite, le PV a de nouveau connu une faible baisse. La force de stockage a oscillé entre 145.3 GWh et 108 GWh. L'énergie issue des usines au fil de l'eau a diminué au cours de la semaine. Elle était encore de 84.1 GWh en début de semaine, mais elle a rarement dépassé la barre des 78 GWh en deuxième partie de semaine. Les centrales thermiques ont fourni en permanence 10 GWh. L'énergie nucléaire se situait autour de 69 GWh. Entre 60 et 70 GWh d'électricité sont présentement exportés chaque jour en Italie et en Allemagne.

Lundi, la tendance à la baisse de la semaine précédente s'est poursuivie sur

le marché à terme ; le contrat annuel 2025 cotait 81.05 euros/MWh. Mercredi, le premier pic a été atteint à 83.31 euros/MWh. En dernier lieu, le prix a encore augmenté pour se fixer à 83.72 euros/MWh.

Les EUA pour décembre 2025 ont terminé leur descente à 67.26 euros/tonne lundi. Jusqu'à mercredi, ils sont remontés à 70.99 euros/t. En dernier lieu, ils étaient cotés 70.44 euros/t. Les négociants s'attendent à une hausse des prix du CO<sub>2</sub> dans les années à venir, ce qui pourrait encore alimenter les spéculations.

Au cours de la semaine de négoce, le prix du marché spot suisse a bougé au-dessous des prix dans les pays voisins. Le day-ahead français a oscillé entre 53.88 euros/MWh et 66.36 euros/MWh. Le day-ahead allemand a fluctué entre 65.86 euros/MWh et 91.23 euros/MWh. Le contrat annuel français 2025 a nettement progressé au cours de la semaine. Pendant qu'il s'élevait encore à 75.14 euros/MWh lundi, il a atteint 77.83 euros/MWh en dernier lieu. En Allemagne, le prix est passé de 86.76 euros/MWh à 90.70 euros/MWh. Le vent faible et les températures élevées sont des moteurs haussiers pour le marché spot dans les deux pays. Le marché à terme est influencé par l'évolution du marché du gaz.

ener|gate

[www.energate-messenger.ch](http://www.energate-messenger.ch)

| Période de livraison | Cours de bourse EEX (Euro/MWh) |       |       |
|----------------------|--------------------------------|-------|-------|
|                      | CH                             | A     | F     |
| day-ahead            | 37.51                          | 71.62 | 17.68 |
| 2025                 | 83.72                          | 90.70 | 77.83 |
| 2026                 | 80.83                          | 83.67 | 69.10 |
| 2027                 | 72.78                          | 75.72 | 65.89 |

Date de l'enquête : 29.07.24

Valeurs mises à jour jusqu'au 29.07.24



29.07.24

Un service exclusif de l'Association suisse de l'industrie gazière pour ses membres



# Rapports de marché du 22.07.24 au 29.07.24

## Indice des coûts marginaux de l'hydrogène pour la Suisse - HySuiX

La production d'électricité éolienne et solaire un peu moins importante en Allemagne et en France a entraîné une légère hausse des prix sur les marchés de l'électricité à court terme la semaine dernière. Les prix spot de l'électricité en Suisse ont augmenté en moyenne de 0.5 %.

Malgré la faible hausse du prix moyen de l'électricité, le temps de fonctionnement de la production d'hydrogène de l'HySuiX Green qui a été optimisé toutes les heures, a permis d'atteindre des coûts marginaux plus faibles la semaine dernière. Le HySuiX Green avec tarifs de réseau électrique a diminué de 2 CHF/MWh (0.07 CHF/kg) et s'est coté en moyenne à 223 CHF/MWh (7.44 CHF/kg). Le HySuiX Green sans tarifs de réseau électrique a enregistré une valeur de 65 CHF/MWh (2.18 CHF/kg).

Comme la semaine dernière, il y a eu peu de nouvelles sur les marchés du gaz. Le marché semble avoir trouvé un équilibre entre des prix élevés dans la région asiatique et une demande généralement faible en Europe. Les prix spot du gaz ont réduit de 0.6 % sur une base hebdomadaire.

Le coût marginal de l'hydrogène conventionnel a donc faiblement modéré

en moyenne hebdomadaire. Le prix de l'HySuiX Blue a baissé de 0.2 CHF/MWh et s'est établi à 131 CHF/MWh (4.38 CHF/kg), tandis que l'HySuiX Grey a perdu 0.3 CHF/MWh et a été coté à 95 MWh (3.16 CHF/kg).

L'écart de prix entre le HySuiX Green avec tarifs de réseau électrique et le HySuiX Grey s'est réduit de 2 euros/MWh (0.06 euro/kg) sur une base hebdomadaire, atteignant une valeur de 128 CHF/MWh (4.28 CHF/kg). L'écart entre le HySuiX Green sans tarifs de réseau électrique et le HySuiX Grey est resté négatif à -29 CHF/MWh (-0.98 CHF/kg).

L'indice hydrogène HySuiX décrit les coûts de production de l'hydrogène vert, bleu et gris. Il se base sur les cotations à court terme de l'électricité, du gaz et de l'EUA, sans les coûts du capital. Alors que les coûts de production de l'hydrogène bleu et gris sont calculés au jour le jour, l'indice HySuiX Vert reflète une production d'hydrogène pendant les 12 heures les moins chères de la journée en moyenne, avec et sans les coûts du réseau électrique.  
Plus d'informations sous: <https://gazenergie.ch/fr/indice-dhydrogene>

ener|gate

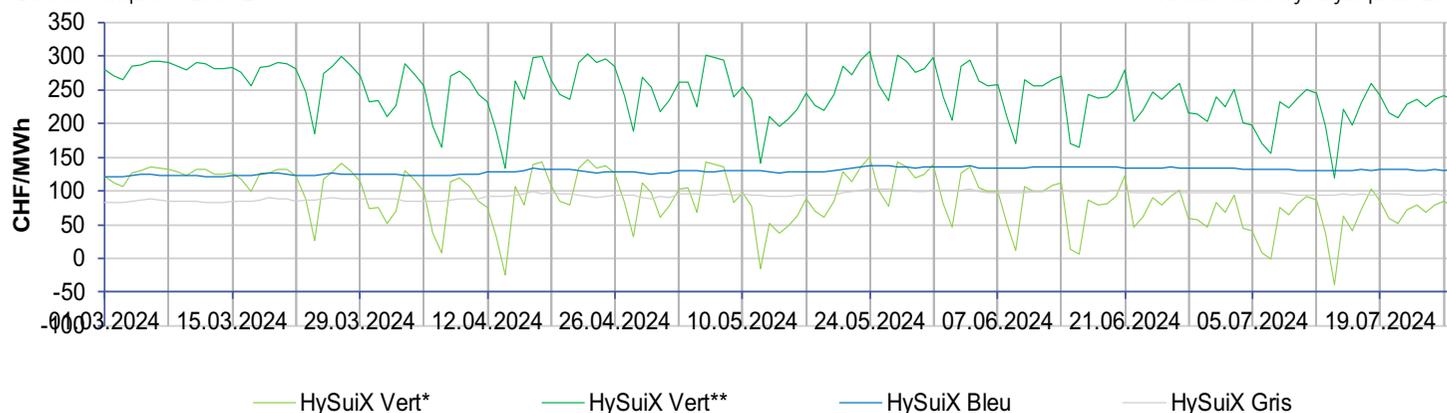
[www.energate-messenger.ch](http://www.energate-messenger.ch)

|               | Valeur moyenne hebdomadaire HySuiX (CHF/MWh) |        |
|---------------|----------------------------------------------|--------|
| HySuiX Vert*  | 66.31                                        | -0.706 |
| HySuiX Vert** | 224.00                                       | -0.706 |
| HySuiX Bleu   | 131.32                                       | -0.436 |
| HySuiX Gris   | 94.89                                        | -0.346 |

\* sans les coûts du réseau électrique  
\*\*avec les coûts du réseau électrique  
Source: E-Bridge Consulting GmbH

Date de l'enquête : 29.07.24

Valeurs mises à jour jusqu'au 28.07.24



29.07.24

Un service exclusif de l'Association suisse de l'industrie gazière pour ses membres

