Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

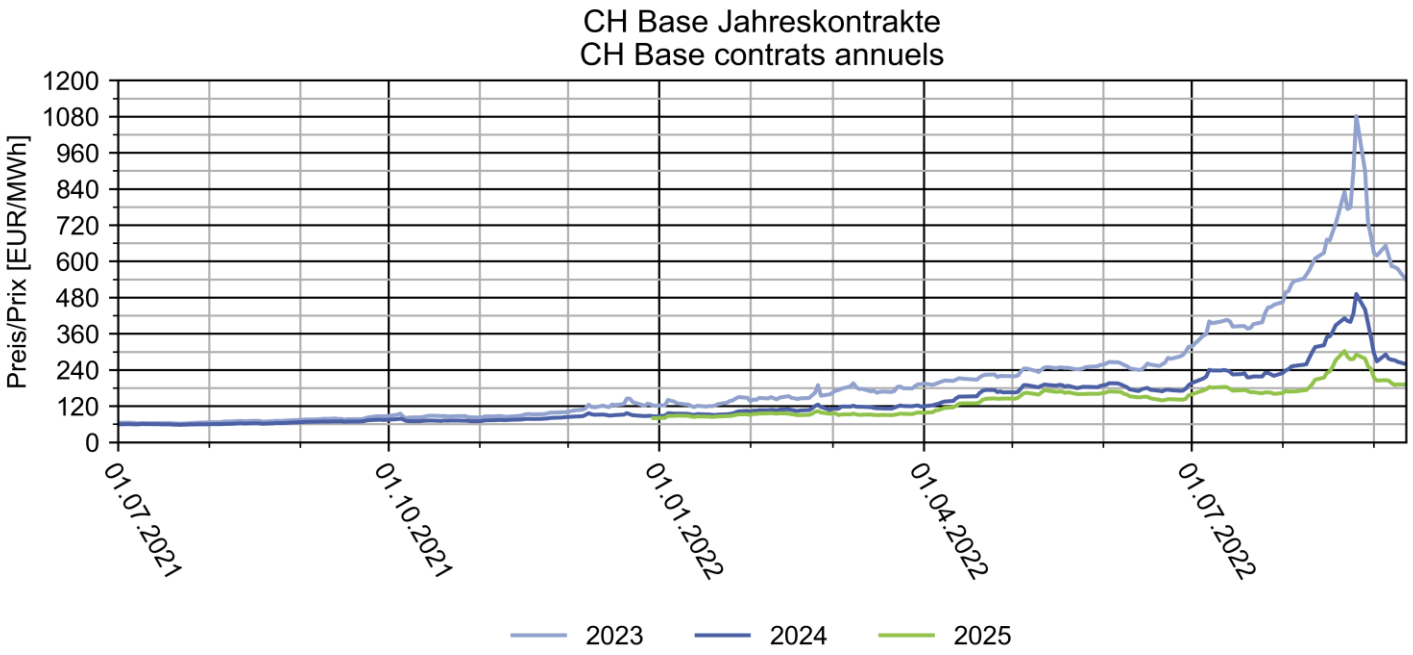
Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Fachsekretariat
Commission fédérale de l'électricité ElCom
Secrétariat technique

Sektion Marktüberwachung / Section Surveillance du marché

Terminmarktbericht
Rapport du marché à terme

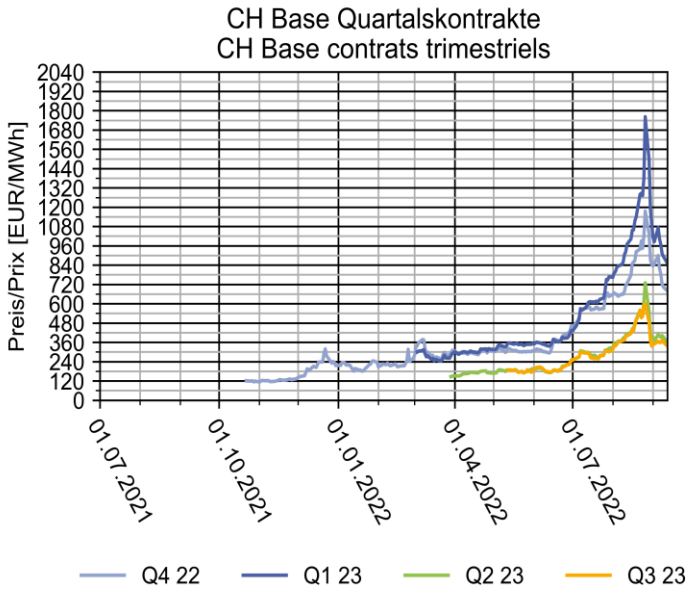
Terminmarktbericht vom 13.09.2022 / Rapport du marché à terme du 13.09.2022

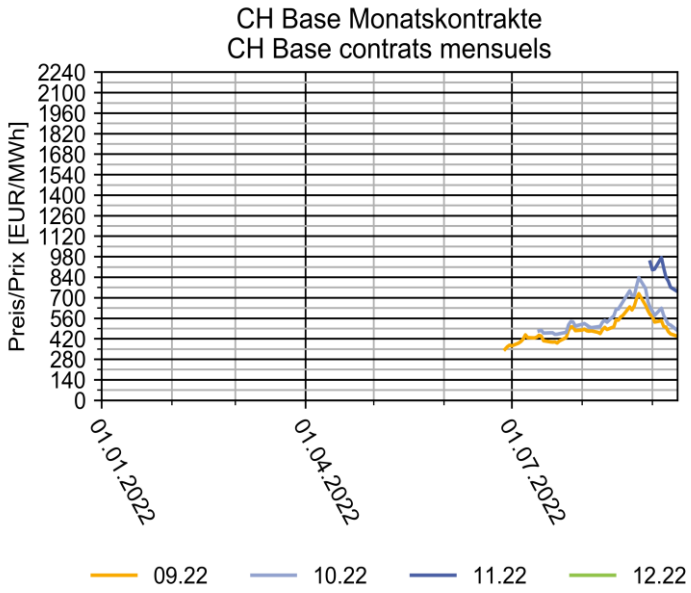
STROM SCHWEIZ / ÉLECTRICITÉ SUISSE



	Settl. Price	Delta*
Cal 23 Base	537.36	-17.51%
Q4	680.13	-24.38%
10.22	476.68	-24.07%

*Delta gegenüber Vorwoche
*Différence par rapport à la semaine précedente





Marktkommentar

Der Markt war in der vergangenen Woche rückläufig, wobei die Strompreise in ganz Europa fielen und damit dem Trend der TTF-Gasverträge folgten. In der Schweiz fielen die Preise um 17.51% auf 537.36 EUR/MWh für das Frontjahr, um 24.38% auf 680.13 EUR/MWh für das Frontquartal und um 24% auf 476.68 EUR/MWh für den Frontmonat. Am Montag schloss Q1 23 bei 853 EUR/MWh, was zeigt, dass die Strompreise in der zweiten Hälfte des Winters weiterhin über denen der ersten Hälfte liegen. Der für Ende des Monats erwartete Hochlauf der französischen Atomstromerzeugung ist weiterhin ein preistreibender Faktor und unterstützt die rückläufigen Preisbewegungen.

Im Gas gaben die TTF-Frontmonatsnotierungen im Wochenvergleich um 3 % nach und schlossen am Freitag bei 202.5 EUR/MWh. Dies geschah in Erwartung einer Einigung der EU auf verbindliche Energiesparmassnahmen und eine Gaspreisobergrenze. Die EU-Energieminister konnten sich am 9. September nicht auf eine Entscheidung einigen, aber insgesamt wurde die Idee, eine Preisobergrenze für alle Gasimporte und nicht nur für russische Importe einzuführen, unterstützt. Es sind weitere Analysen notwendig, bevor Rechtsvorschläge ausgearbeitet werden können.

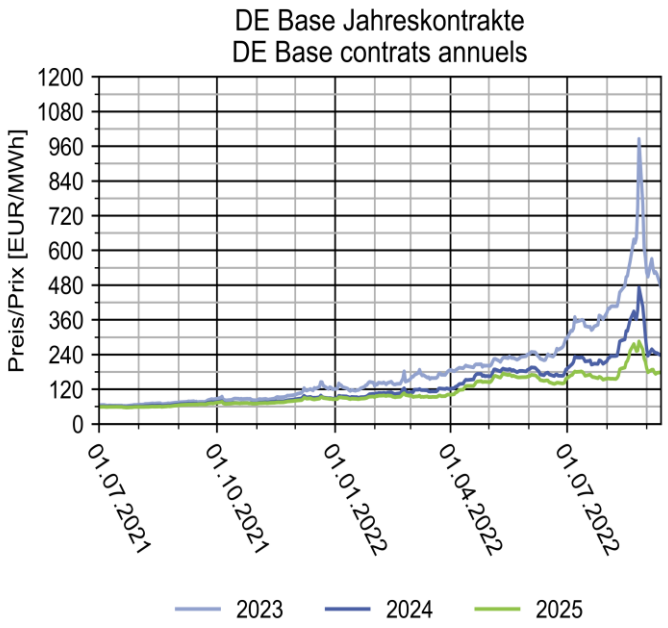
Der europäische Kohlenstoffpreis verzeichnete in der vergangenen Woche fünf aufeinanderfolgende Verlustphasen, die durch die Befürchtung von Interventionsmassnahmen im Rahmen des Emissionshandelssystems belastet wurden. Die Abwärtsbewegung wurde durch die Diskussion der EU-Gesetzgeber über verschiedene Sofortmassnahmen zur Bewältigung der Energiekrise noch verstärkt.

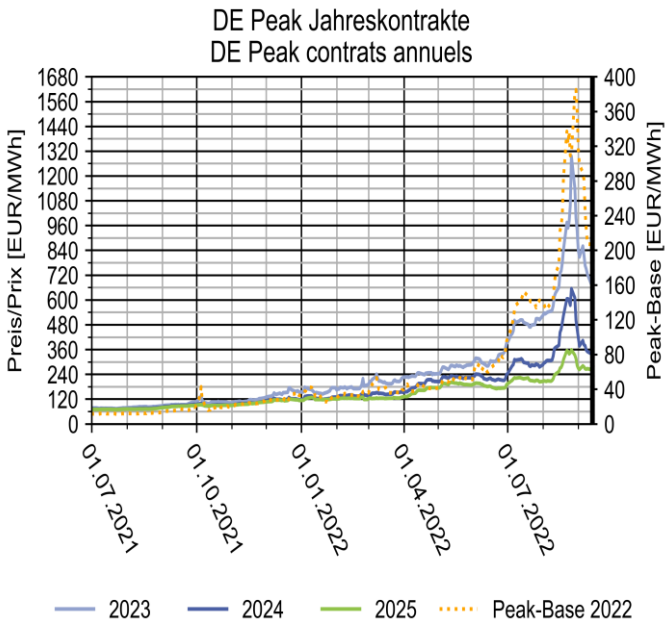
Auf dem Ölmarkt herrschte eine pessimistische Stimmung vor, da die Sorgen über eine schwächere Nachfrage und Zinserhöhungen dominierten.

Quelle Preise: EEX / Kohle: Refinitiv Power Research
Source Prix: EEX / Charbon: Refinitiv Power Research

Terminmarktbericht vom 13.09.2022 / Rapport du marché à terme du 13.09.2022

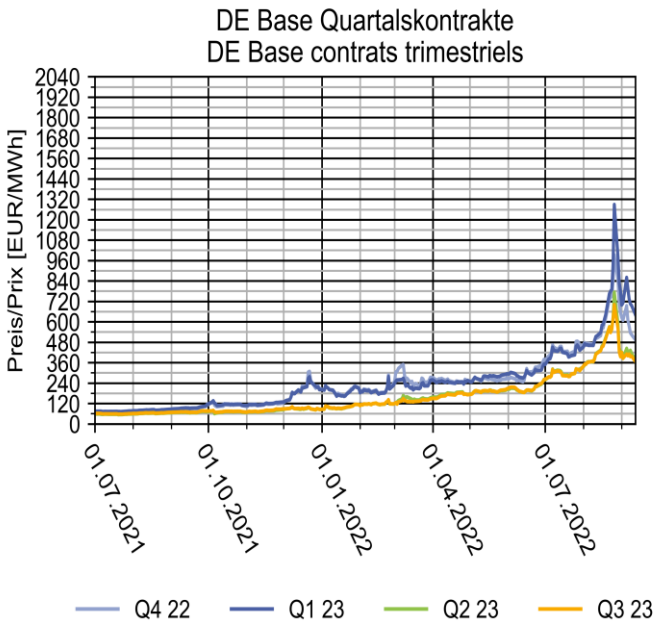
STROM DEUTSCHLAND / ÉLECTRICITÉ ALLEMAGNE

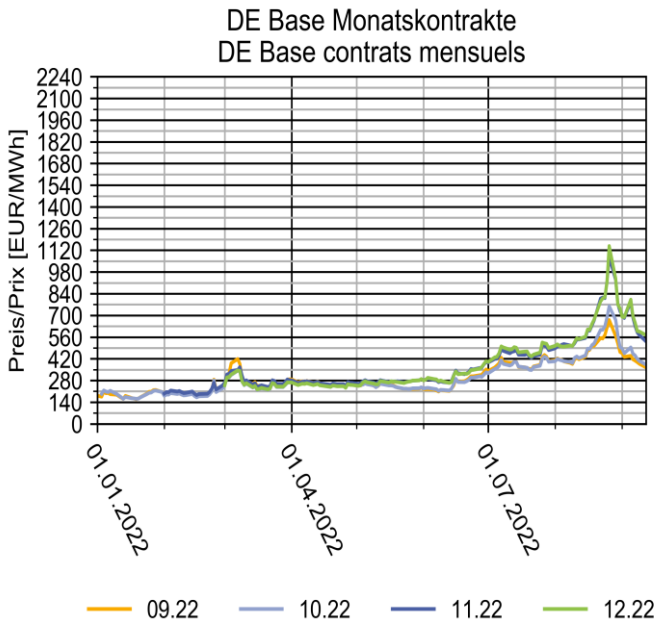


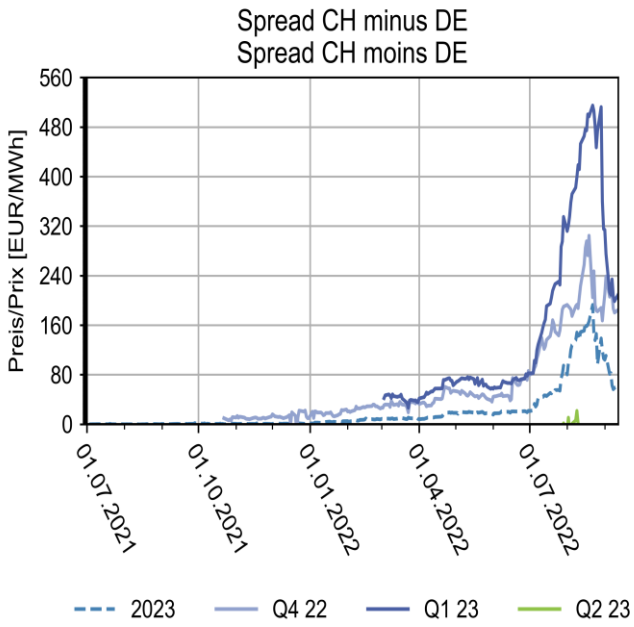


	Settl. Price	Delta*
Cal 23 Base	475.11	-16.70%
Q4	495.63	-28.54%
10.22	382.87	-22.37%

*Delta gegenüber Vorwoche
*Différence par rapport à la semaine précedente



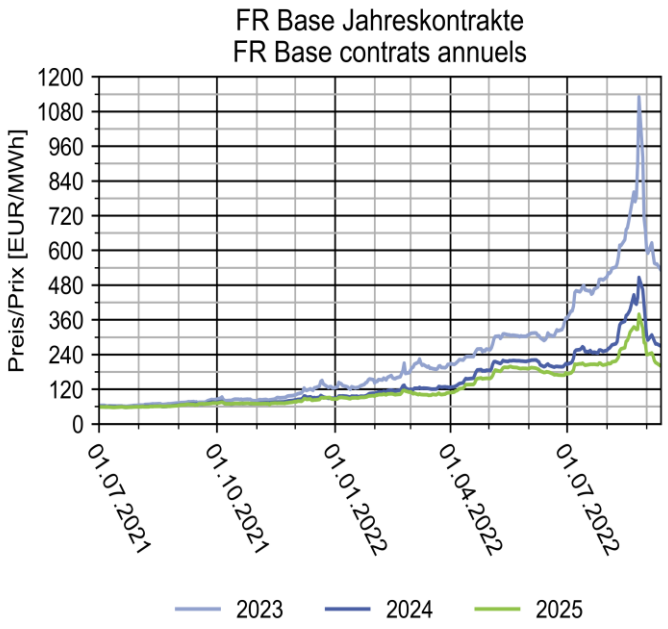


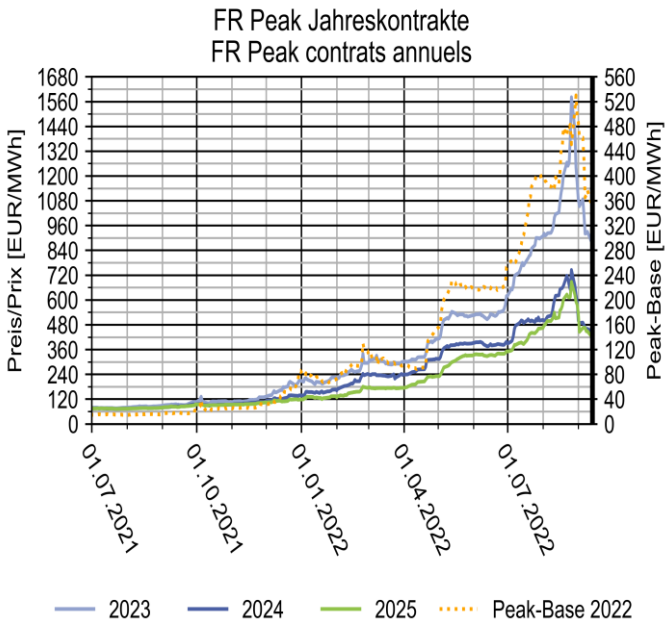


Quelle Preise: EEX / Kohle: Refinitiv Power Research
Source Prix: EEX / Charbon: Refinitiv Power Research

Terminmarktbericht vom 13.09.2022 / Rapport du marché à terme du 13.09.2022

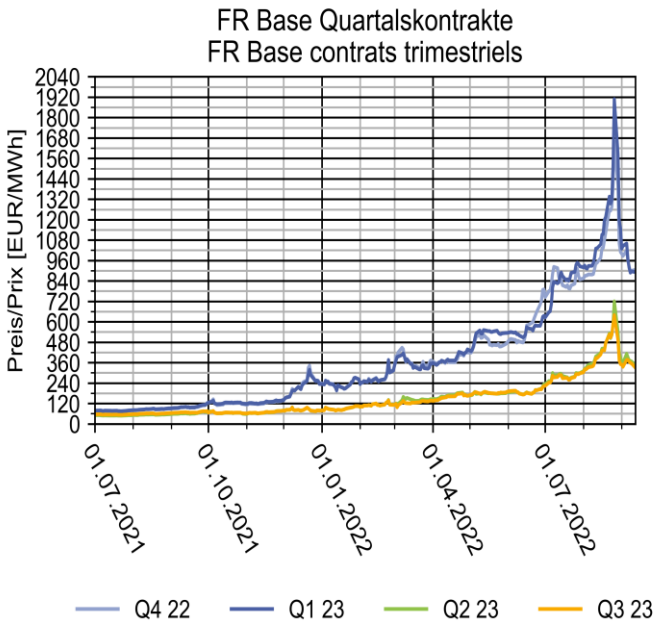
STROM FRANKREICH / ÉLECTRICITÉ FRANCE

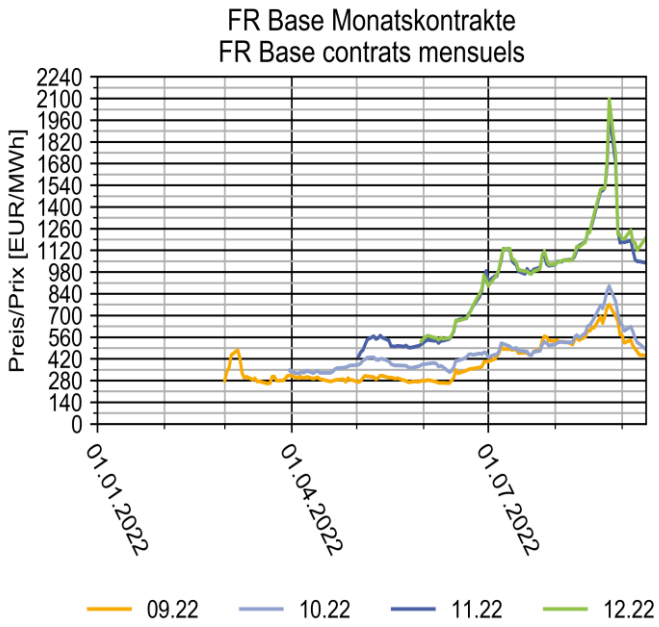


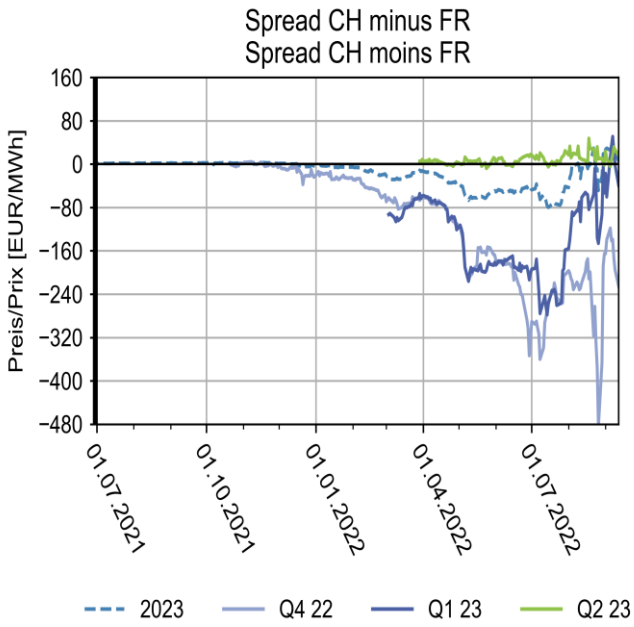


	Settl. Price	Delta*
Cal 23 Base	532.44	-14.87%
Q4	905.00	-11.08%
10.22	481.00	-23.24%

*Delta gegenüber Vorwoche
*Différence par rapport à la semaine précedente



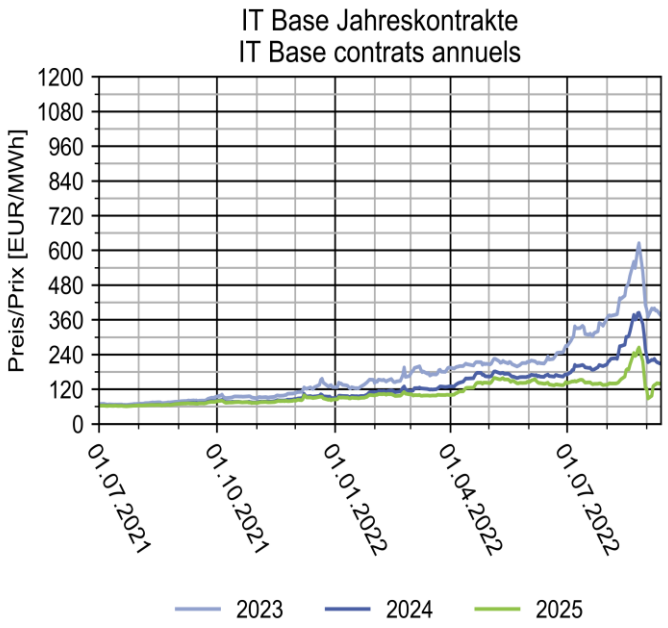


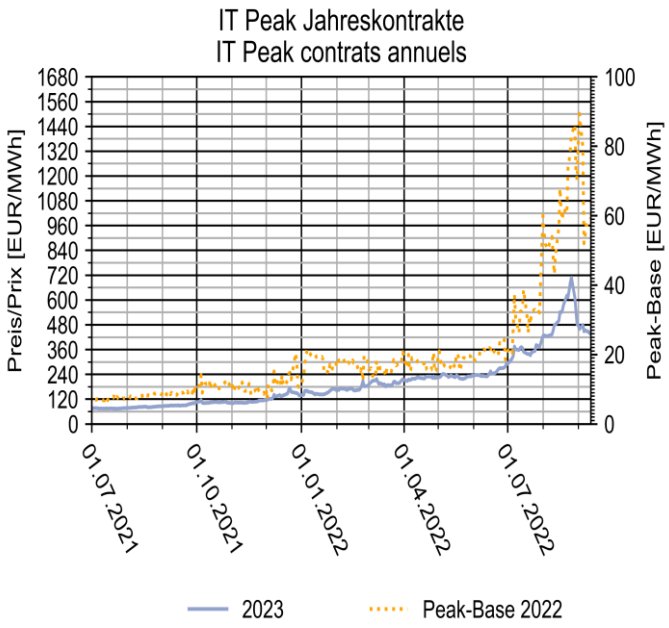


Quelle Preise: EEX / Kohle: Refinitiv Power Research
Source Prix: EEX / Charbon: Refinitiv Power Research

Terminmarktbericht vom 13.09.2022 / Rapport du marché à terme du 13.09.2022

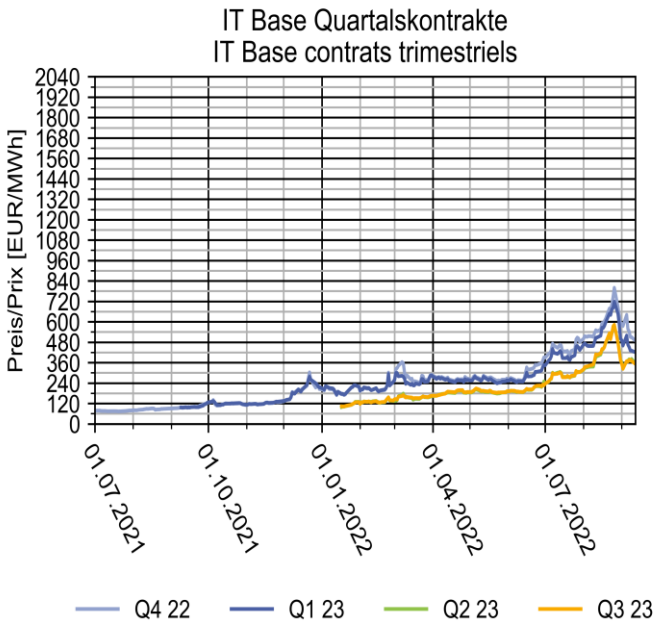
STROM ITALIEN / ÉLECTRICITÉ ITALIE

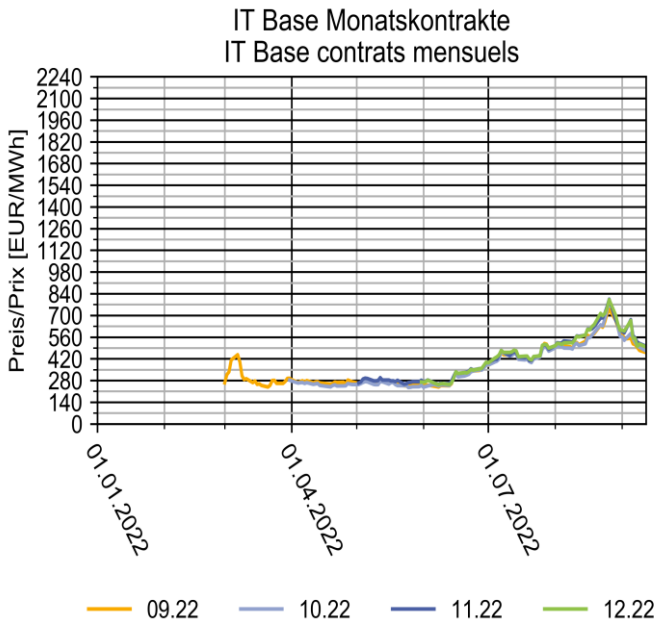


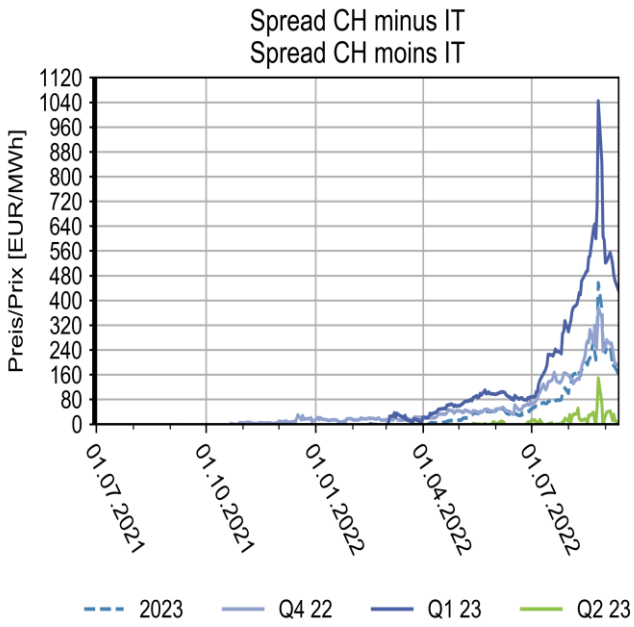


	Settl. Price	Delta*
Cal 23 Base	374.89	-5.98%
Q4	489.60	-23.55%
10.22	471.75	-19.11%

*Delta gegenüber Vorwoche
*Différence par rapport à la semaine précedente





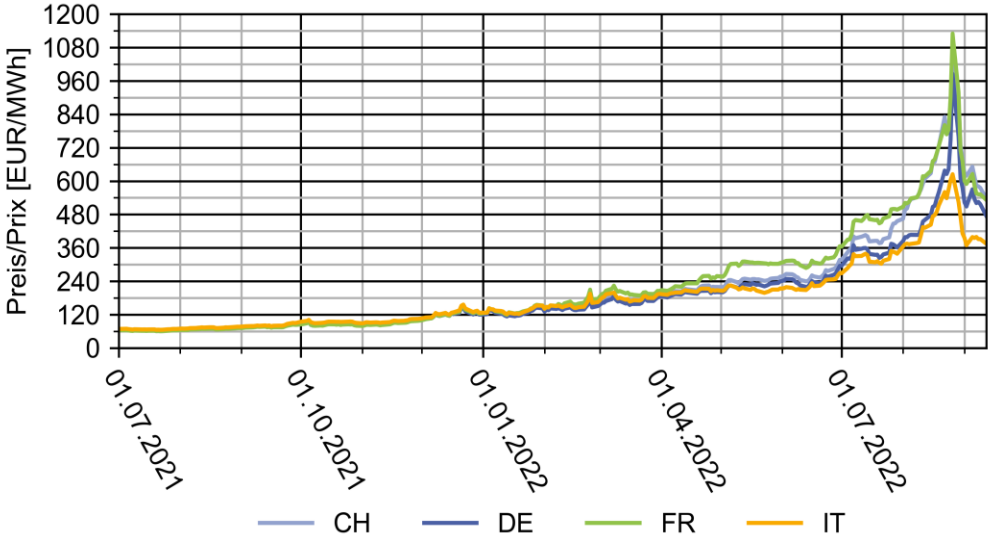


Quelle Preise: EEX / Kohle: Refinitiv Power Research
Source Prix: EEX / Charbon: Refinitiv Power Research

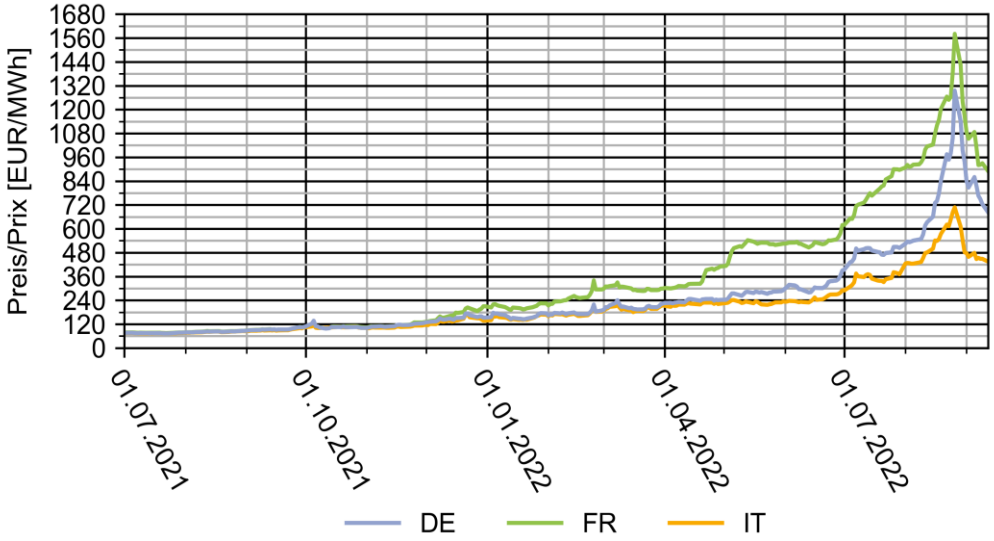
Terminmarktbericht vom 13.09.2022 / Rapport du marché à terme du 13.09.2022

STROM EU, CO2, KOHLE UND ERDGAS / ÉLECTRICITÉ EU, CO2, CHARBON ET GAZ

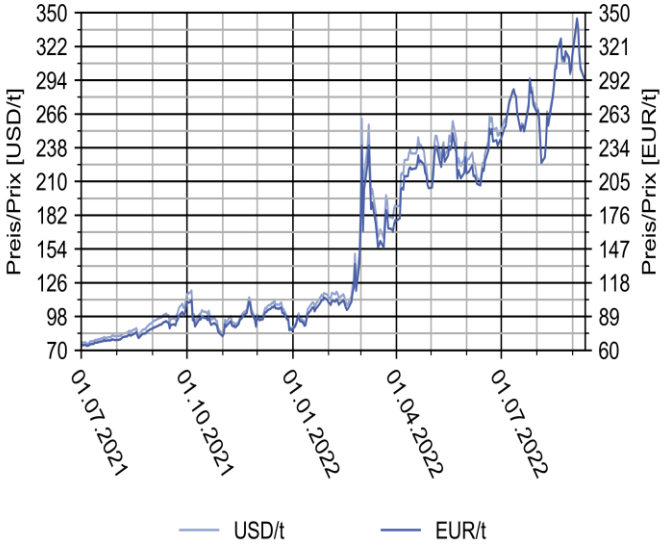
Strom Base Frontjahreskontrakte
Électricité Base contrats annuels 2023



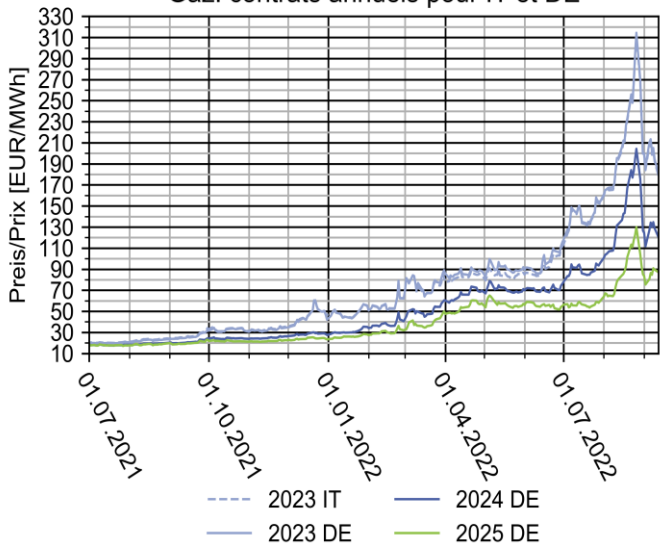
Strom Peak Frontjahreskontrakte
Électricité Peak contrats annuels 2023



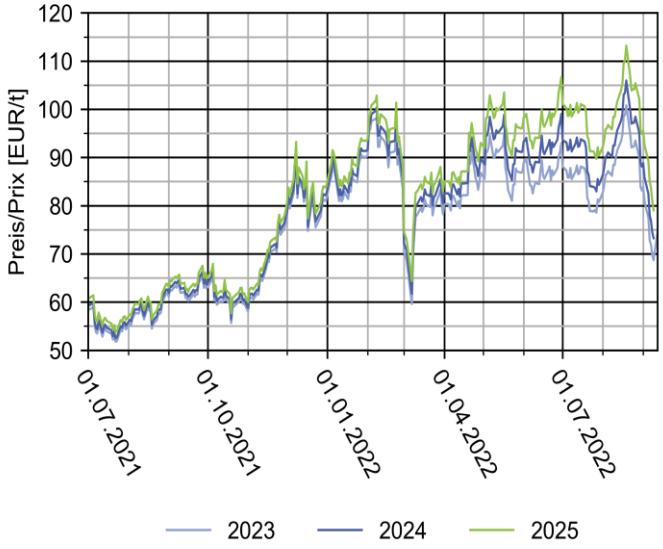
Kohle: ARA Frontjahreskontrakt
Charbon: ARA contrat annuel



Gasjahreskontrakte für IT und DE
Gaz: contrats annuels pour IT et DE



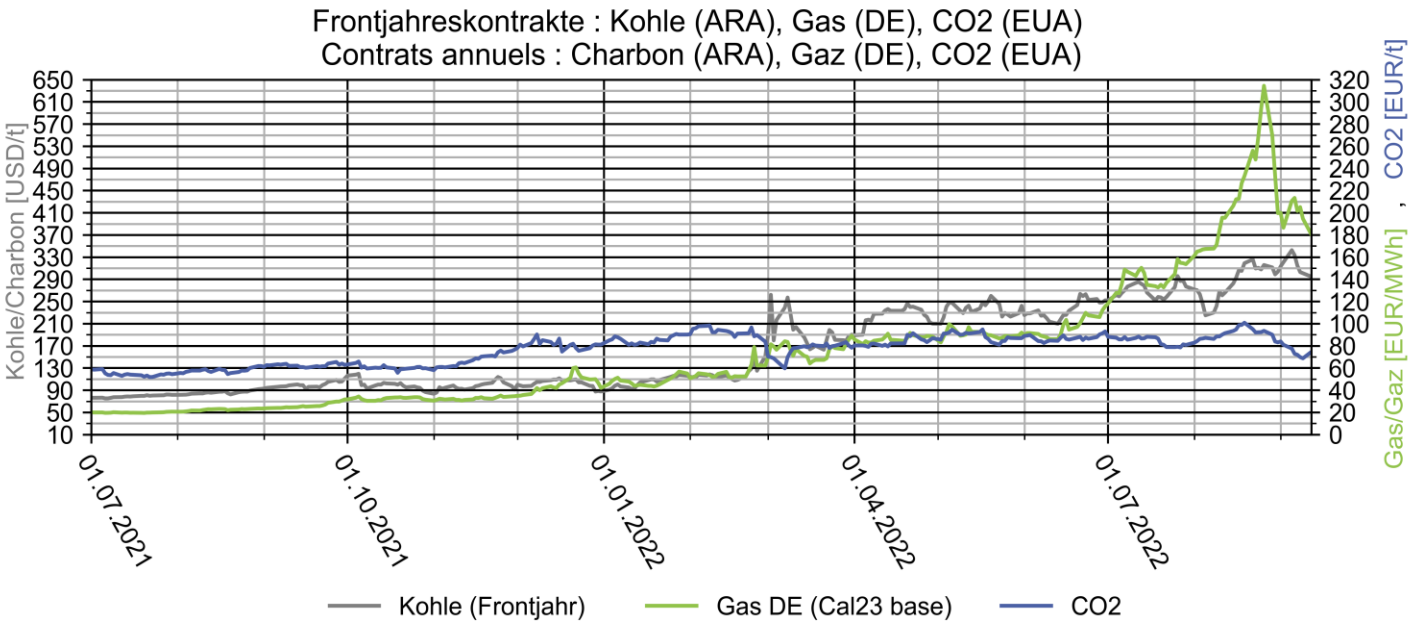
CO2: EUA Frontjahreskontrakt
CO2: EUA contrats annuels



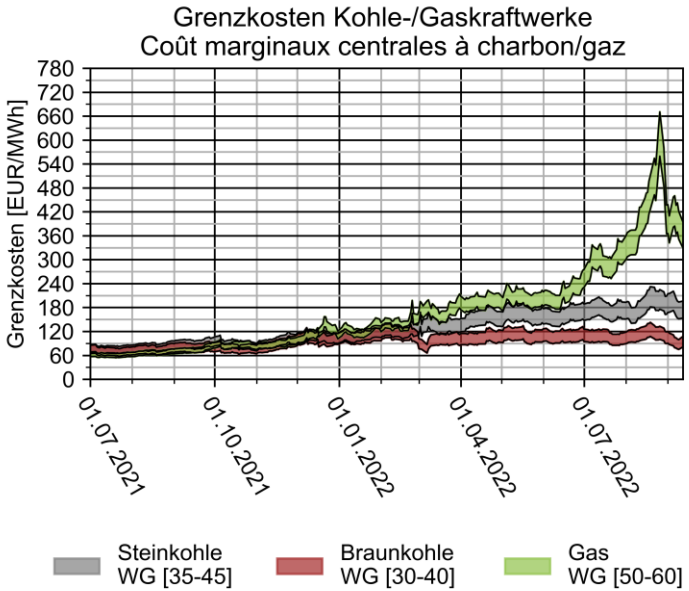
Quelle Preise: EEX / Kohle: Refinitiv Power Research
Source Prix: EEX / Charbon: Refinitiv Power Research

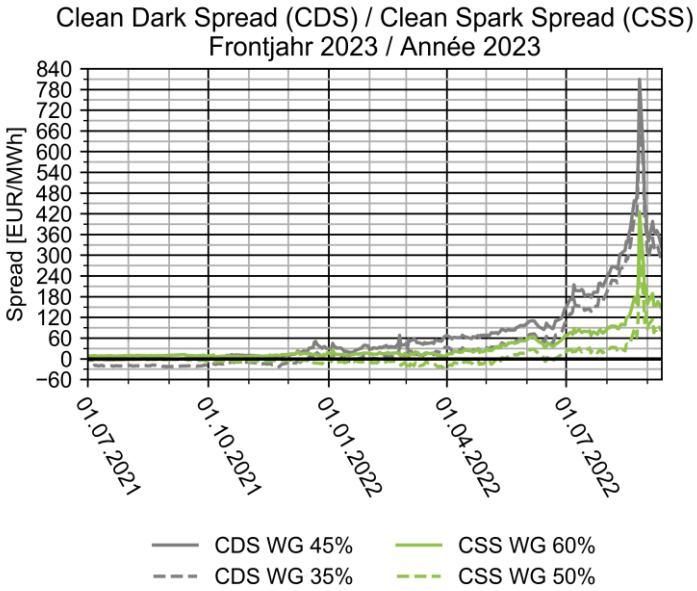
Terminmarktbericht vom 13.09.2022 / Rapport du marché à terme du 13.09.2022

COMMODITIES, GRENZKOSTEN, CLEAN DARK SPREAD UND CLEAN SPARK SPREAD



	Settl. Price	Delta*
Kohle [$/t]	294.69	-13.94%
Gas [EUR/MWh]	180.46	-14.33%
CO2 [EUR/t]	74.48	-3.92%





	Spread [EUR/MWh]	Delta*
CDS WG 35%	279.36	-20.09%
WG 45%	321.88	-19.06%
CSS WG 50%	80.06	-29.58%
WG 60%	145.22	-23.21%

	Grenzkosten [EUR/MWh]	Delta*
Steinkohle WG 35%	195.75	-11.31%
WG 45%	153.23	-11.25%
Braunkohle WG 30%	107.10	-3.67%
WG 40%	80.83	-3.65%
Gas KW WG 50%	395.05	-13.49%
WG 60%	329.89	-13.46%

*Delta gegenüber Vorwoche
*Différence par rapport à la semaine précedente
CDS : Clean Dark Spread
CSS : Clean Spark Spread
WG : Wirkungsgrad / Efficacité
KW : Kraftwerke / Centrales électriques

Quelle Preise: EEX / Kohle: Refinitiv Power Research
Source Prix: EEX / Charbon: Refinitiv Power Research

Terminmarktbericht vom 13.09.2022 / Rapport du marché à terme du 13.09.2022

1. Der Terminmarktbericht stellt die Preisentwicklung für die wichtigsten Terminmarktprodukte der Stromgrosshandelsmärkte Schweiz (Seite 2), Deutschland (Seite 3), Frankreich (Seite 4) und Italien (Seite 5) dar. Die Frontjahre (Folgejahre) für diese Märkte werden auf Seite 6 grafisch zusammengefasst. Zudem wird die Preisentwicklung von Gas, Kohle und CO2 angezeigt, da diese Märkte die wichtigsten Treiber für den Strompreis sind.

2. Für alle Stromgrosshandelsmärkte zeigt die obere Grafik links die Preisentwicklung der Kalenderjahre für das Stromprodukt Base (Grundlast), d.h für Stromlieferungen von konstanter Leistung über 24 Stunden eines jeden Tages für das entsprechende Jahr. Für Deutschland, Frankreich und Italien wird zusätzlich oben in der Mitte die Preisentwicklung für das Stromprodukt Peak (Spitzenlast) angezeigt, d.h. für Stromlieferungen von konstanter Leistung über zwölf Stunden von 8 Uhr bis 20 Uhr eines jeden Werktages der Lieferperiode. Zudem wird anhand einer Sekundärachse der Spread Peak minus Base für das Frontjahr (Folgejahr) als gestrichelte Linie dargestellt. Für die Schweiz liefert EEX keine Settlement Preise für Peak Produkte, für Italien nur für das Frontjahr. In der Regel befindet sich der Schweizer Jahrespeak zwischen dem deutschen und italienischen Jahrespeak und tendenziell nahe am französischen Jahrespeak. Allgemein verzeichnet der Schweizer Strommarkt eine geringere Liquidität. Dies kann dazu führen, dass Preise kurzfristiger kotiert werden und aktuelle und historische Daten in den Grafiken fehlen.

3. Für alle Stromgrosshandelsmärkte zeigt die untere Grafik links die Preisentwicklung der Quartale für das Stromprodukt Base (Grundlast), d.h für Stromlieferungen von konstanter Leistung über 24 Stunden eines jeden Tages für das entsprechende Quartal. Das Stromprodukt Base mit monatlicher Lieferzeit wird in der unteren Grafik in der Mitte dargestellt.

4. Für alle Stromgrosshandelsmärkte zeigt die Tabelle oben rechts den durch die EEX zuletzt berechneten Schlusskurs (Settl. Price) für das Frontjahr, das Frontquartal (Folgequartal) und den Frontmonat (Folgemonat). Die Veränderung in Prozent (%) bezieht sich auf die Veränderung im entsprechenden Produkt gegenüber dem gleichen Tag in der Vorwoche.

5. Auf Seite 2 befindet sich unten rechts ein kurzer Marktkommentar, in dem die wichtigsten Gründe für die auffälligsten Preisentwicklungen in den vier europäischen Strommärkten zusammengefasst werden.

6. Auf Seite 3 bis 5 befindet sich anstelle des Marktkommentars eine Grafik, welche die Preisdifferenz zwischen der Schweiz und dem entsprechenden Markt für das Frontjahr und die drei bis vier Frontquartale darstellt. Ein positiver Wert deutet darauf hin, dass der Strompreis in der Schweiz für das entsprechende Produkt teurer ist als im Vergleichsmarkt.

7. Auf Seite 6 befindet sich unten links die Preisentwicklung von Kohle. Als Referenz wurde ARA genommen. ARA bezeichnet den Kohle-Handelsraum im Städtedreieck Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen, den Hauptkohlemarkt in Europa. Die Preise sind in USD pro Tonne (linke Achse) und in EUR pro Tonne (rechte Achse) angegeben. In der Mitte befindet sich die Preisentwicklung der Jahresprodukte für den Gasmarkt in Deutschland (Referenzpreis für den Gaspreis ist NCG, NetConnect Germany und ab 1.10.2021 THE, Trading Hub Europe), und des Frontjahresprodukts für den Gasmarkt in Italien (Referenzpreis für den Gaspreis ist PSV, Punto di Scambio Virtuale, ein virtueller Handelspunkt im italienischen Gasnetz). Aufgrund der geringeren Liquidität im italienischen Gasmarkt hat man sich dort auf das Frontjahr beschränkt. Auf der gleichen Seite unten rechts ist die Preisentwicklung der EU Emissionsberechtigungen (EUA) graphisch dargestellt. Ein EUA gestattet die Emission einer Tonne Kohlendioxidäquivalent.

8. Auf Seite 7 sind in der oberen Graphik nochmals die Frontjahresprodukte für die wichtigen Commodities: Kohle in USD pro Tonne (linke Achse), Gas in EUR pro MWh (rechte Achse) und CO2 in EUR pro Tonne (rechte Achse) abgebildet. Unten links sind die Grenzkosten für die Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke für unterschiedliche Wirkungsgrade (WG in %) graphisch dargestellt. Braunkohle wird nicht gehandelt, bei der Berechnung der Grenzkosten gehen wir von einem Preis von 5 EUR/t aus (Quelle: Refinitiv). In der Graphik unten rechts werden der Clean Dark Spread und der Clean Spark Spread für unterschiedliche Wirkungsgrade abgebildet. Der Clean Dark (Spark) Spread steht für die Nettoeinnahmen, die ein Kohle (Gas)- Kraftwerksbetreiber aus dem Verkauf von Strom, dem Kauf von Kohle (Gas) und der erforderlichen Anzahl von CO2-Zertifikaten erzielt. Auf der rechten Seite wird der zuletzt berechnete Schlusskurs für alle Commodities tabellarisch dargestellt. Dies gilt auch für die Grenzkosten, den Clean Dark Spread und den Clean Spark Spread. Die Veränderung in Prozent (%) bezieht sich auf die Veränderung des entsprechenden Werts gegenüber dem gleichen Tag in der Vorwoche.

9. Für die Berechnung der Grenzkosten (GK in EUR/MWh) wurde folgende Formel angewendet, wobei Fuel Price den Brennstoffpreis, WG den Wirkungsgrad, EI die Emissionsintensität, HV (Heating Value) den Heizwert und O& M (Operation and Maintenance) Costs die Betriebs- und Wartungskosten bezeichnen.

$$GK[€/MWh] = \frac{FuelPrice[€/GJ]}{WG} \cdot 3.6[GJ/MWh] + \frac{CO_{2,FEUA}[€/tCO2] \cdot EI[tCO2/GJ]}{WG} \cdot 3.6[GJ/MWh] + O\&M_{Costs}[€/MWh]$$

$$FuelPrice[€/GJ] = \frac{FuelPrice[€/t]}{HV[GJ/t]}$$

Rohstoff	Rohstoffpreis [€/t] (FuelPrice)	Betriebs- und Wartungskosten [€/MWh]	Heizwert [GJ/t] (HV)	Emissionintensität [tCO2/GJ] (EI)
CO2	EUA Frontjahr	-		
Steinkohle	Kohle ARA Fronjahr	4.4	25.1	0.094
Braunkohle	5	2	12	0.102

Terminmarktbericht vom 13.09.2022 / Rapport du marché à terme du 13.09.2022

1. Le rapport du marché à terme présente l'évolution des prix des principaux produits à terme des marchés de gros de l'électricité en Suisse (page 2), en Allemagne (page 3), en France (page 4) et en Italie (page 5). Les années suivantes concernant ces marchés sont résumées sous forme de graphiques à la page 6. L'évolution des prix du gaz, du charbon et du CO2 est également représentée, car ces marchés sont les principaux moteurs des prix de l'électricité.

2. Pour tous les marchés de gros de l'électricité, le graphique en haut à gauche montre l'évolution des prix des années civiles pour le produit Base (charge de base), c'est-à-dire pour les fournitures d'électricité de puissance constante pendant 24 heures, chaque jour de l'année correspondante. Pour l'Allemagne, la France et l'Italie, l'évolution des prix du produit Peak (charge de pointe) est également représentée en haut au milieu, c'est-à-dire pour les fournitures d'électricité de puissance constante sur douze heures, de 8 h à 20 h, chaque jour ouvrable de la période de fourniture. De plus, un axe secondaire est utilisé pour représenter le Spread Peak minus Base pour l'année suivante sous forme de ligne pointillée. Pour la Suisse, l'EEX ne fournit pas de prix Settlement pour les produits Peak, pour l'Italie l'EEX le fait uniquement pour l'année suivante. En règle générale, le Peak annuel suisse se situe entre les Peak annuels allemand et italien et tend à se rapprocher du Peak annuel français. Dans l'ensemble, la liquidité du marché suisse de l'électricité est plus faible. Cela risque d'engendrer une cotation des prix à plus court terme et une absence de données actuelles et historiques dans les graphiques.

3. Pour tous les marchés de gros de l'électricité, le graphique en bas à gauche montre l'évolution des prix trimestriels pour le produit Base, c'est-à-dire pour les fournitures d'électricité de puissance constante pendant 24 heures, chaque jour du trimestre correspondant. Le produit Base avec un délai de fourniture mensuel est représenté dans le graphique du bas au milieu.

4. Pour tous les marchés de gros de l'électricité, le tableau en haut à droite indique le prix de clôture (Settl. Price) calculé par l'EEX pour l'année suivante, le trimestre suivant et le mois suivant. La variation en pourcentage (%) se réfère à la variation du produit correspondant par rapport au même jour de la semaine précédente.

5. Un bref commentaire du marché en bas à droite de la page 2 résume les principales raisons des évolutions de prix les plus marquées sur les quatre marchés européens de l'électricité.

6. Aux pages 3 à 5, au lieu du commentaire de marché, un graphique montre la différence de prix entre la Suisse et le marché correspondant pour l'année suivante et les trois à quatre trimestres suivants. Une valeur positive indique que le prix de l'électricité en Suisse pour le produit correspondant est plus élevé que sur le marché de comparaison.

7. À la page 6, le graphique inférieur gauche de la page indique l'évolution du prix du charbon. La zone ARA a été prise comme référence. ARA désigne la zone de négoce du charbon dans le triangle Amsterdam-Rotterdam-Anvers, principal marché du charbon en Europe. Les prix sont indiqués en USD par tonne (axe de gauche) et en EUR par tonne (axe de droite). Au milieu se trouve l'évolution des prix des produits annuels pour le marché du gaz en Allemagne (le prix de référence pour le prix du gaz est NCG, NetConnect Germany et à partir du 1.10.2021 THE, Trading Hub Europe), produit de l'année suivante pour le marché du gaz en Italie (le prix de référence pour le prix du gaz est PSV, Punto di Scambio Virtuale, un point d'échange virtuel dans le réseau gazier italien). En raison de la faible liquidité du marché gazier italien, seule l'année suivante est représentée. Sur la même page, en bas à droite, l'évolution du prix des quotas d'émission de l'UE (EUA) est affichée graphiquement. Un EUA autorise l'émission d'une tonne d'équivalent de dioxyde de carbone.

8. À la page 7, le graphique supérieur montre à nouveau les produits pour l'année suivante pour les principales matières premières : le charbon en USD par tonne (axe de gauche), le gaz en EUR par MWh (axe de droite) et le CO2 en EUR par tonne (axe de droite). Le graphique en bas à gauche montre les coûts marginaux des centrales au lignite, au charbon et au gaz pour différents rendements (WG en %). Le lignite n'est pas commercialisé ; nous supposons un prix de 5 EUR/t lors du calcul des coûts marginaux (source : Refinitiv Power Research). Le graphique en bas à droite montre le Clean Dark Spread et le Clean Spark Spread pour différents rendements. Le Clean Dark (Spark) Spread représente le revenu net qu'un exploitant de centrale électrique au charbon (gaz) tire de la vente d'électricité, de l'achat de charbon (gaz) et du nombre requis de certificats de CO2. Dans la partie droite, le dernier prix de clôture calculé pour tous les produits de base est indiqué sous forme de tableau. Cela s'applique également aux coûts marginaux, au clean dark spread et au clean spark spread. La variation en pourcentage (%) se réfère à la variation de la valeur correspondante par rapport au même jour de la semaine précédente.

9. Pour calculer les coûts marginaux la formule suivante a été utilisée (GK in EUR/MWh), où Fuel Price est le prix du combustible, WG est le rendement, EI est l'intensité des émissions, HV (Heating Value) est le pouvoir calorifique et O&M (Operation and Maintenance) Costs sont les coûts d'exploitation et d'entretien

$$GK[€/MWh] = \frac{FuelPrice[€/GJ]}{WG} \cdot 3.6[GJ/MWh] + \frac{CO_{2,FEUA}[€/tCO2] \cdot EI[tCO2/GJ]}{WG} \cdot 3.6[GJ/MWh] + O\&M_{Costs}[€/MWh]$$

$$FuelPrice[€/GJ] = \frac{FuelPrice[€/t]}{HV[GJ/t]}$$

Matière première	Prix des matières premières [€/t] (FuelPrice)	Coûts d'exploitation et d'entretien [€/MWh]	Pouvoir calorifique [GJ/t] (HV)	Intensité des émissions [tCO2/GJ] (EI)
CO2	EUA contrat annuel (Y+1)	-		
Charbon	Charbon ARA contrat annuel (Y+1)	4.4	25.1	0.094
Lignite	5	2	12	0.102