



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

**Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom**  
Fachsekretariat

**Commission fédérale de l'électricité ElCom**  
Secrétariat technique

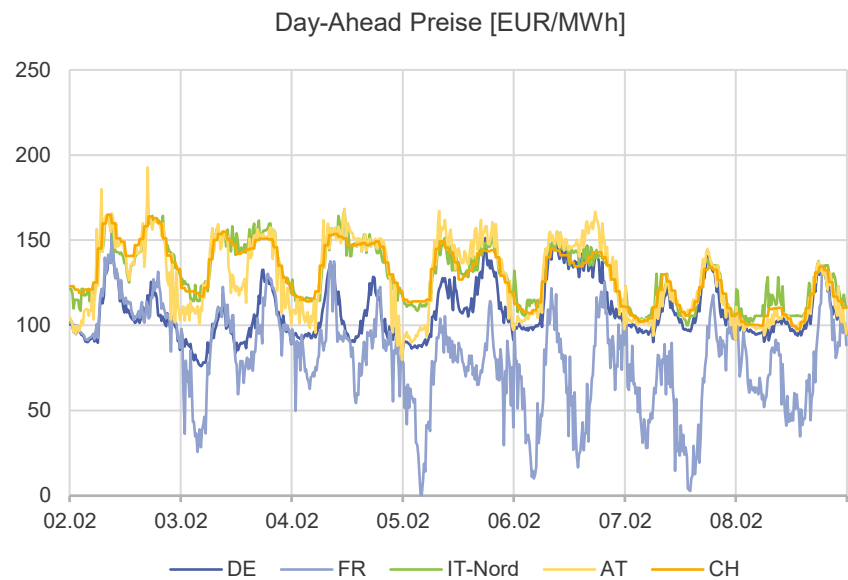
---

# Marktbericht

# Rapport de marché

---

Überblick



Basepreise der Berichtswoche ab 02.02.2026

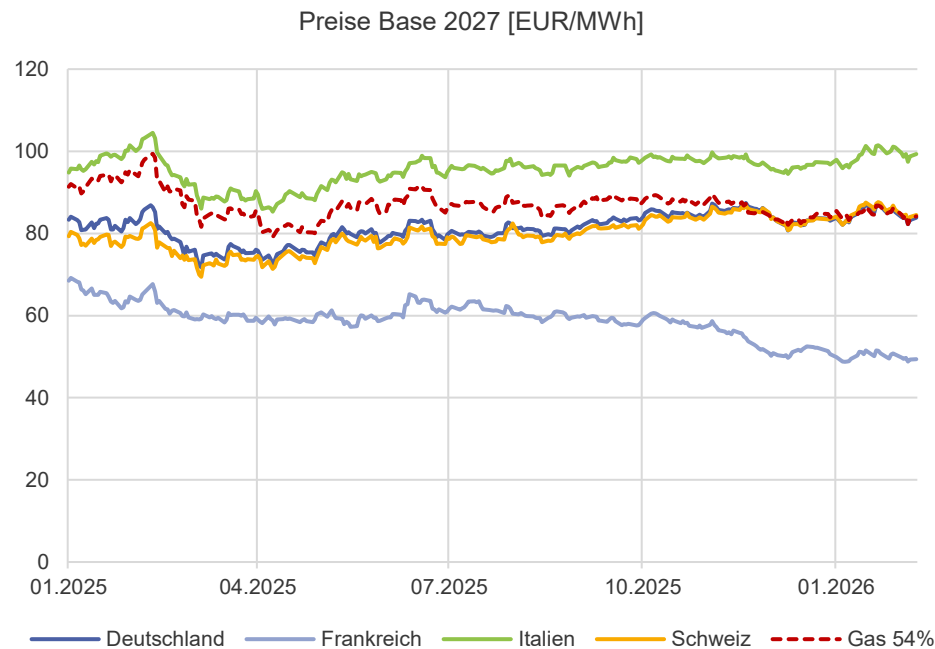
EUR/MWh	CH	DE	FR	IT-Nord	AT
Wochenmittel	129.3	107.6	80.6	130.0	127.0
Vorwoche	142.6	124.7	111.5	142.5	140.1
Veränderung	-9%	-14%	-28%	-9%	-9%

Peakpreise der Berichtswoche ab 02.02.2026

EUR/MWh	CH	DE	FR	IT-Nord	AT
Wochenmittel	146.3	117.8	93.5	146.6	148.8
Vorwoche	163.7	148.9	123.9	164.2	170.9
Veränderung	-11%	-21%	-25%	-11%	-13%

Kurzfristausblick Base am Terminmarkt

EUR/MWh	CH	DE	FR	IT-Nord	AT
Aktuelle Woche	127.0	117.7	61.0	125.9	130.2
ab 09.02.2026	-2%	+9%	-24%	-3%	+2%
Folgewoche	118.2	94.6	42.7	118.3	105.6
ab 16.02.2026	-7%	-20%	-30%	-6%	-19%



Entwicklung der Frontkontrakte

EUR/MWh		Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
CH	Y+1	84.5	84.5	0.0	+0.0%
	Q+1	75.4	74.3	-1.1	-1.4%
	M+1	113.8	109.5	-4.3	-3.8%
DE	Y+1	84.0	83.9	-0.1	-0.2%
	Q+1	75.8	74.6	-1.2	-1.5%
	M+1	92.7	92.6	-0.1	-0.1%
FR	Y+1	49.8	49.4	-0.5	-0.9%
	Q+1	28.8	26.9	-2.0	-6.8%
	M+1	65.8	60.6	-5.2	-7.9%
IT	Y+1	99.6	99.3	-0.3	-0.3%
	Q+1	98.5	98.0	-0.6	-0.6%
	M+1	115.0	111.5	-3.4	-3.0%
AT	Y+1	89.6	89.5	-0.1	-0.1%
	Q+1	76.6	75.1	-1.6	-2.1%
	M+1	102.5	101.0	-1.5	-1.4%

Entwicklung der Rohstoffpreise

EUR/MWh		Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Gas	Y+1	26.5	26.8	0.3	+1.0%
	Q+1	30.4	31.0	0.5	+1.7%
TTF	M+1	33.9	33.5	-0.4	-1.1%
Kohle	Y+1	10.6	10.7	0.2	+1.5%
	Q+1	10.4	10.5	0.1	+1.1%
API2	M+1	10.6	10.5	-0.1	-0.7%
CO2	Dez 26	83.3	81.3	-2.0	-2.3%

Marktkommentar

Im Vergleich zur Vorwoche sind die Schweizer Spotpreise gesunken und folgten damit dem Trend der benachbarten Märkte, wobei der Rückgang in Frankreich und Deutschland ausgeprägter ausfiel. Ursächlich hierfür war eine höhere Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der damit verbundene Rückgang der fossilen Stromerzeugung. Auffällig war bei der Preisstruktur, dass es praktisch keine Preisspitzen gab und die Volatilität sehr gering war - mit Ausnahme Frankreichs. Die Nettoimporte der Schweiz gingen leicht auf etwa 460 GWh zurück, nach etwa 520 GWh in der Vorwoche, was sowohl auf höhere Exporte nach Italien als auch auf geringere Importe aus Frankreich zurückzuführen ist. Letzteres war bedingt durch eine reduzierte Exportkapazität während des Grossteils der Woche.

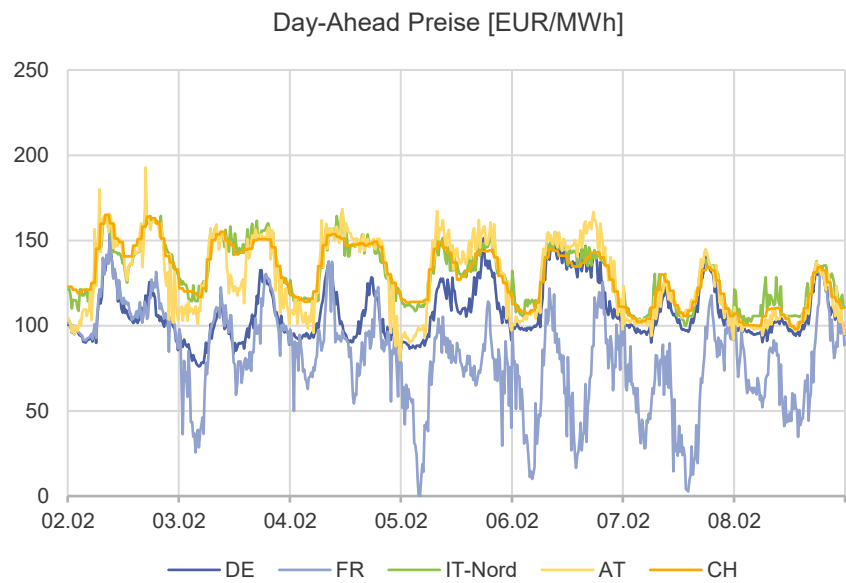
Beim Blick in die Regelzone zeigen sich keinerlei starke Preispeaks oder grössere Unausgeglichheiten. Damit sind auch wegen dem Ausbleiben von Redispatch mittels TRE die Regelernergie Aktivierungen und deren Kosten zurückgegangen.

Unterdessen verzögert sich die Wiederinbetriebnahme des KKW Gösgen voraussichtlich um weitere drei Wochen. Diese ist nun für den 21. März 2026 geplant.

Auch an den Terminmärkten gaben die Strompreise nach, wobei insbesondere kurzfristige Kontrakte günstiger wurden, vor allem in Frankreich. Die Nachricht zur verzögerten Wiederinbetriebnahme des KKW Gösgen zeigt sich dabei kaum in den Preisentwicklungen. Die Gaspreise für den Frontmonat gingen ebenfalls zurück, während der Frontquartals- und Frontjahreskontrakt anstiegen. Der allgemeine Abwärtstrend wurde vermutlich durch Prognosen milderer Temperaturen begünstigt, wenngleich die Gasspeicherstände nach wie vor deutlich unter der Norm liegen. Zusammen mit den sich weiter im Abwärtstrend befindenden CO2-Zertifikatspreisen und dem gestiegenen Kohlepreis ergibt sich bei den Grenzpreisen im Frontjahr eine Abnahme der Differenzen zwischen Gas- und Kohlekraftwerken, während deren Kosten im Frontmonat weiterhin etwa gleichauf liegen.

Marktbericht vom 10.02.2026 / Rapport de marché du 10.02.2026

Spot - Preise



Day-Ahead Preise der Berichtswoche ab 02.02.2026

EUR/MWh	CH	DE	FR	IT-Nord	AT
Base	129.3	107.6	80.6	130.0	127.0
Peak	146.3	117.8	93.5	146.6	148.8
Offpeak	119.9	101.9	73.5	120.8	114.9

Markterwartung Base

EUR/MWh	CH	DE	FR	IT-Nord	AT
Erwartet Termin	138.3	114.3	92.8	136.7	137.5
Abweichung	-7%	-6%	-13%	-5%	-8%

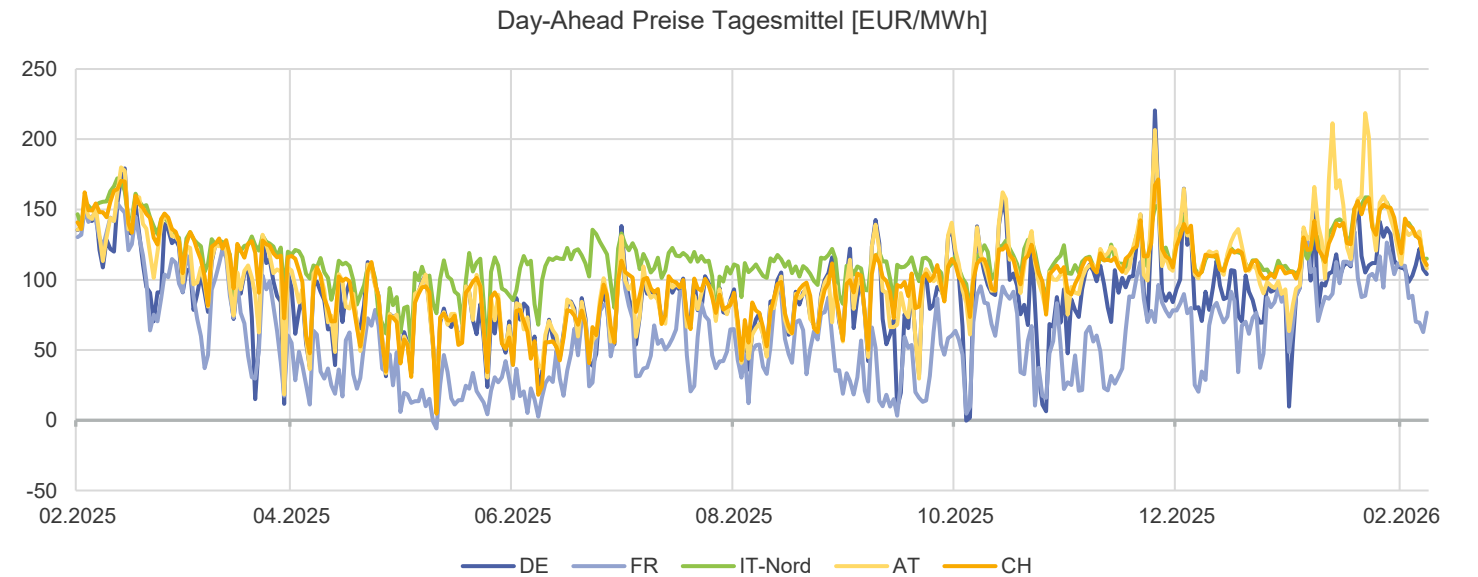
Markterwartung Peak

EUR/MWh	CH	DE	FR	IT-Nord	AT
Erwartet Termin	151.5	129.5	-	148.9	147.3
Abweichung	-3%	-9%	-	-2%	+1%

Tiefe Spotpreisstunden

EUR/MWh	CH	DE	FR	IT-Nord	AT
Stunden <0	0	0	0	0	0
Stunden ~0	0	0	0.5	0	0

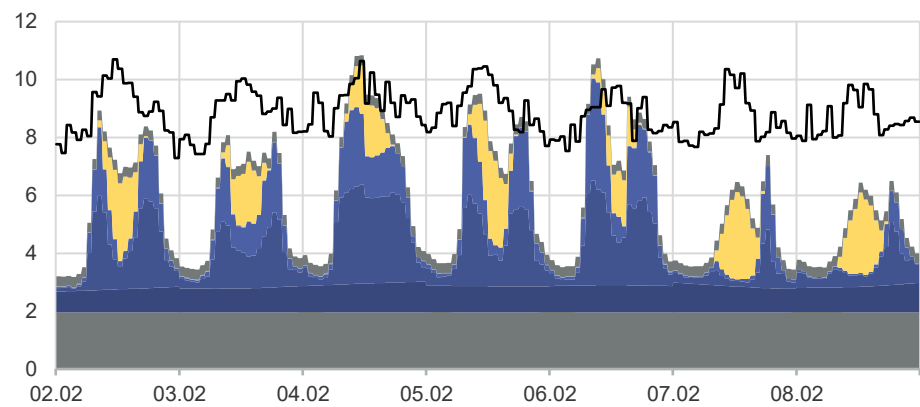
Weitere Spotpreis Daten in Vorbereitung



Marktbericht vom 10.02.2026 / Rapport de marché du 10.02.2026

Spot - Produktion + Verbrauch

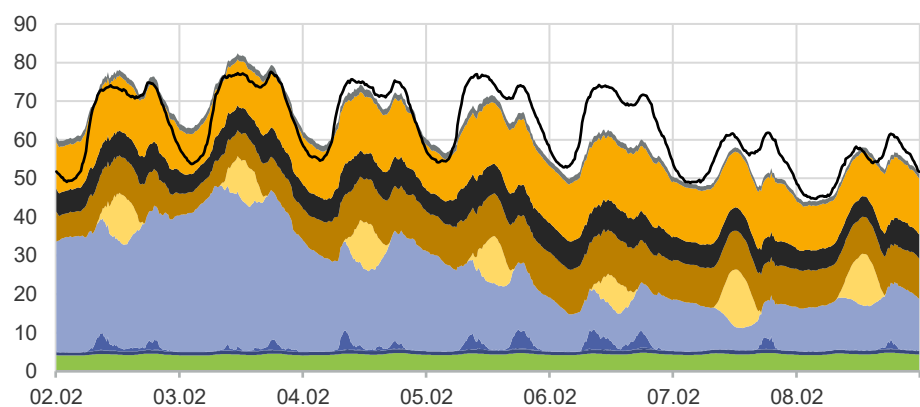
Produktion und Verbrauch CH [GW]



Schweiz

GWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Kern	330	330	0	-0%
Flusswasser	150	150	0	-0%
Speicherwasser	239	217	-22	-9%
Pumpspeicher	158	139	-19	-12%
Wind	2	2	0	+11%
PV	67	96	29	+44%
Thermisch	68	58	-10	-15%
Last	1'470	1'486	16	+1%

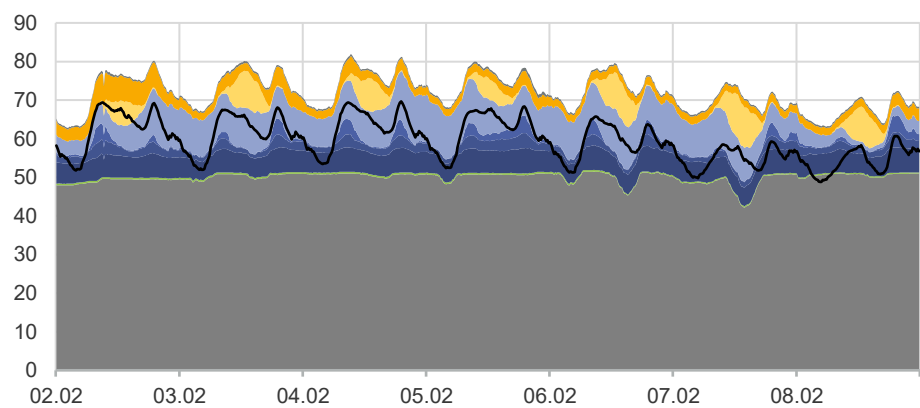
Produktion und Verbrauch DE [GW]



Deutschland

GWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Bio-andere	741	739	-2	-0%
Flusswasser	156	152	-4	-2%
Speicherwasser	19	11	-8	-43%
Pumpspeicher	175	134	-41	-23%
Wind	3'502	3'518	16	+0%
PV	249	441	192	+77%
Braunkohle	1'788	1'659	-129	-7%
Steinkohle	1'111	1'115	4	+0%
Gas	2'680	2'360	-320	-12%
Fossil-andere	240	244	4	+2%
Last	10'777	10'621	-155	-1%

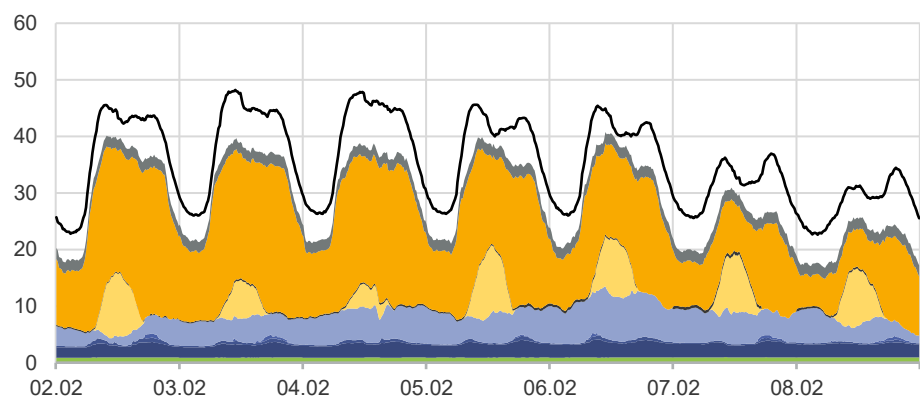
Produktion und Verbrauch FR [GW]



Frankreich

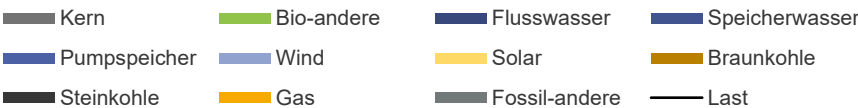
GWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Kern	8'498	8'383	-115	-1%
Bio-andere	73	66	-6	-9%
Flusswasser	940	933	-7	-1%
Speicherwasser	440	342	-98	-22%
Pumpspeicher	189	176	-13	-7%
Wind	1'036	1'344	309	+30%
PV	280	350	70	+25%
Gas	839	471	-368	-44%
Fossil-andere	134	72	-62	-46%
Last	10'717	10'009	-707	-7%

Produktion und Verbrauch IT [GW]



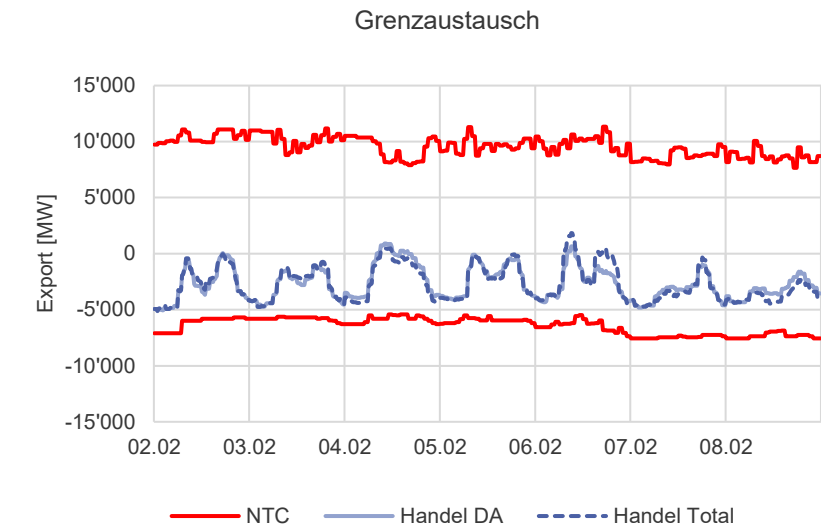
Italien

GWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Bio-andere	146	153	7	+5%
Flusswasser	381	399	19	+5%
Speicherwasser	67	58	-9	-13%
Pumpspeicher	30	11	-19	-62%
Wind	730	810	80	+11%
PV	356	383	27	+8%
Steinkohle	39	45	6	+15%
Gas	2'958	2'692	-266	-9%
Fossil-andere	314	329	16	+5%
Last	6'023	5'956	-66	-1%



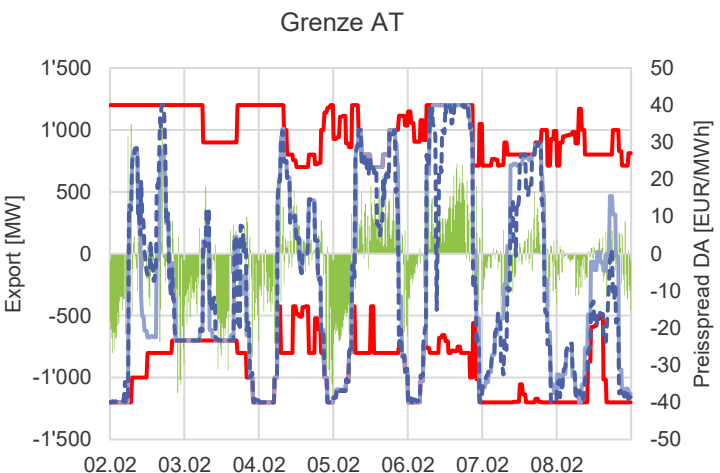
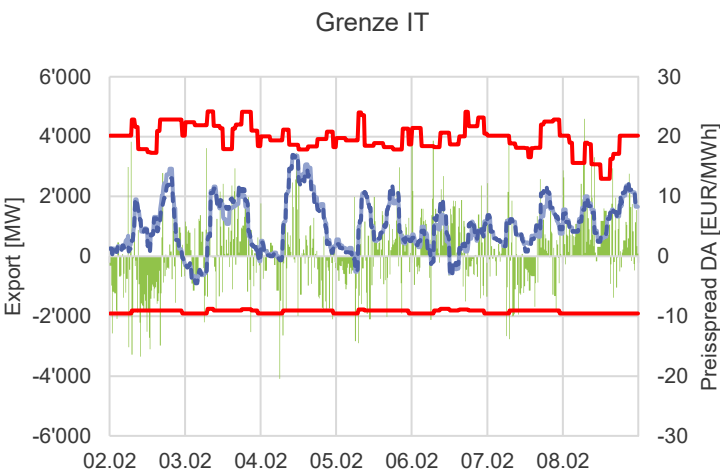
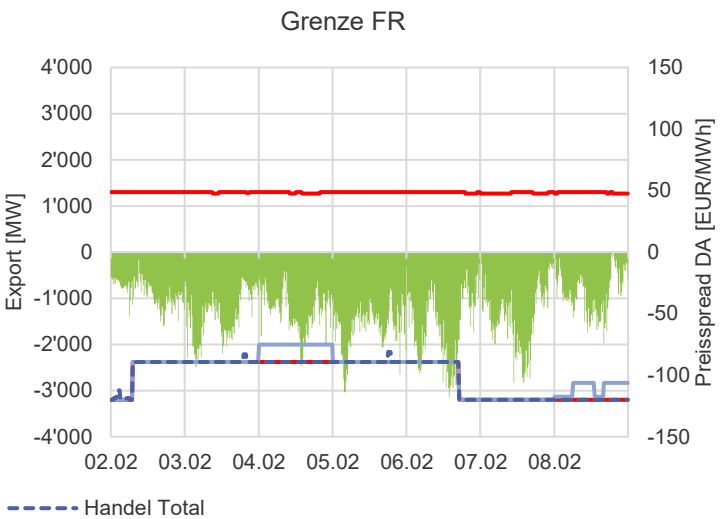
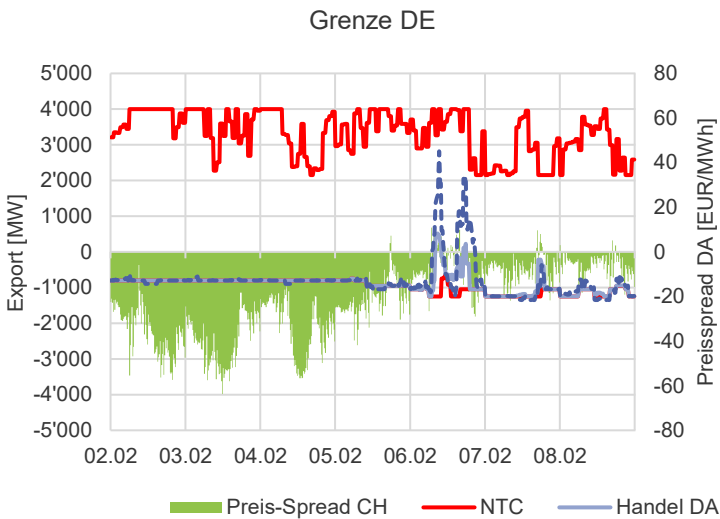
Marktbericht vom 10.02.2026 / Rapport de marché du 10.02.2026

Spot - Grenzaustausch



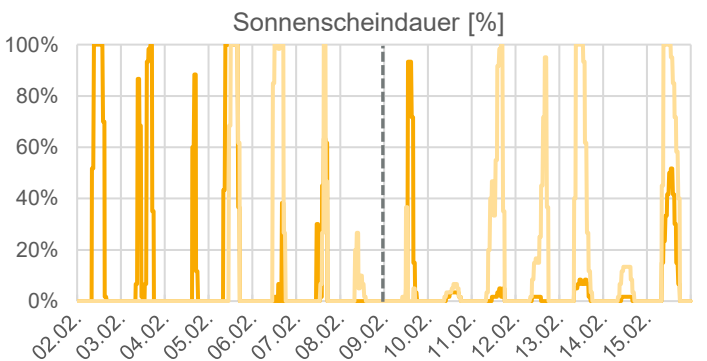
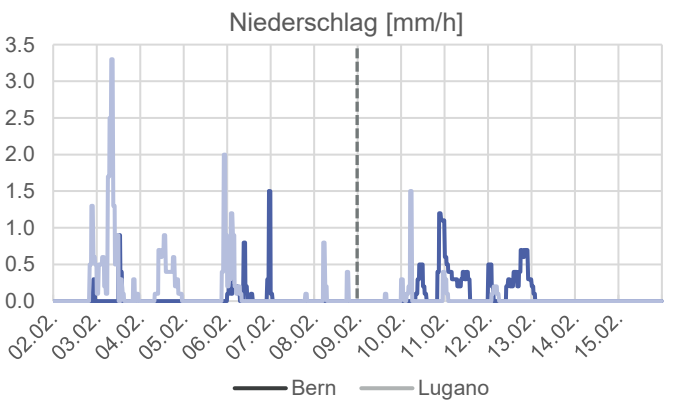
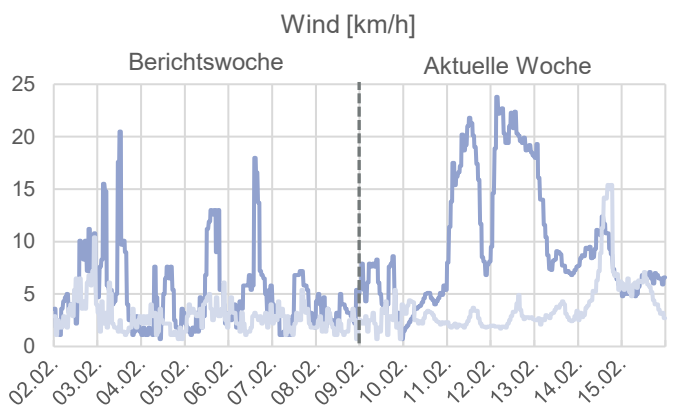
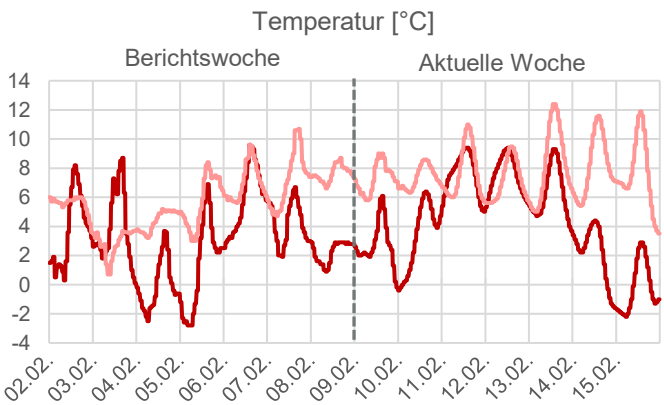
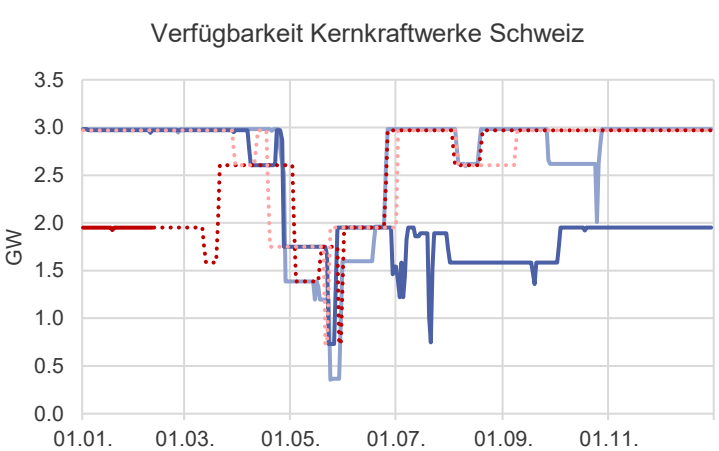
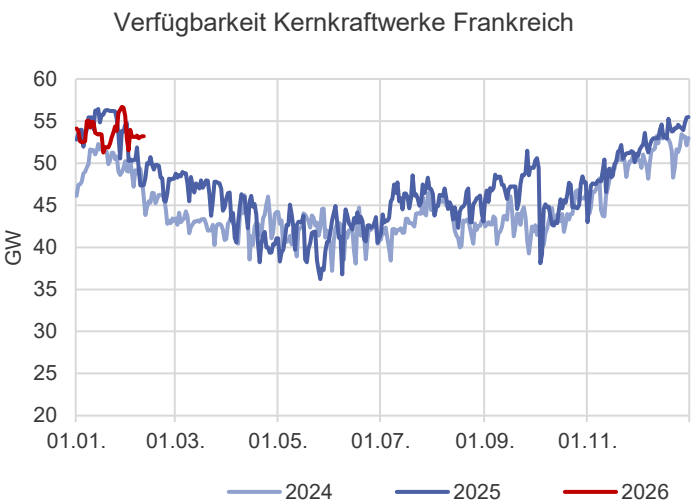
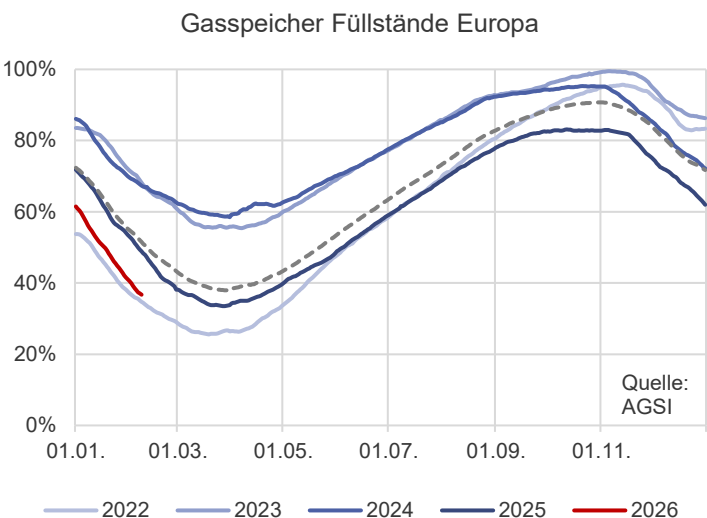
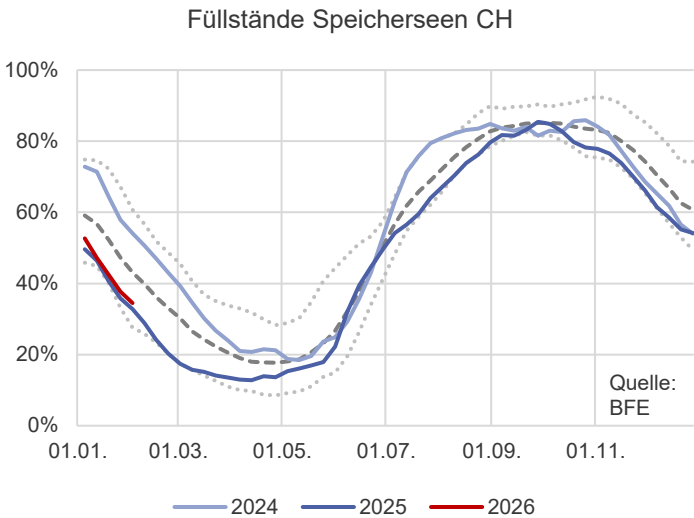
Grenzaustausch der Berichtswoche ab 02.02.2026

GWh	DE	FR	IT-Nord	AT	Total
Exporte	10	0	176	42	228
Importe	147	450	6	82	686
Nettoexport	-137	-450	170	-41	-458
Vorwoche	-83	-522	125	-44	-524
Änderung	-55	72	45	3	65
DA Nettoexport	-150	-436	169	-32	-449
ID Nettoexport	12	-15	1	-8	-10



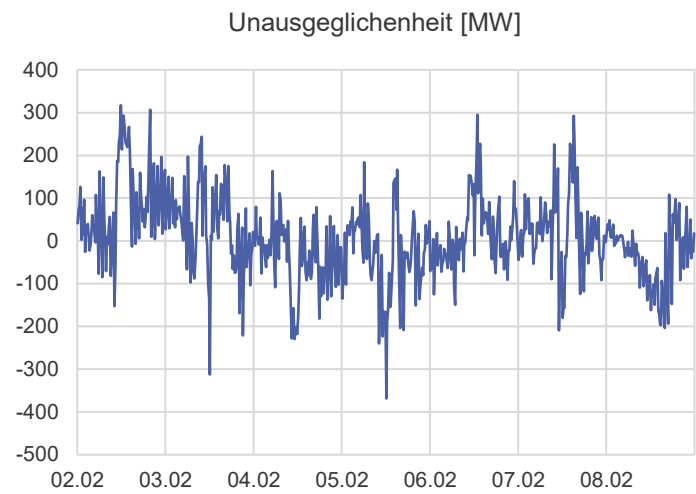
Marktbericht vom 10.02.2026 / Rapport de marché du 10.02.2026

Fundamentaldaten



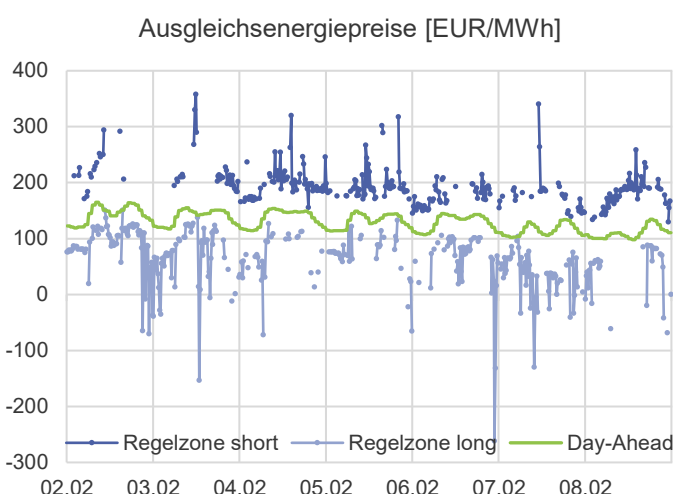
Marktbericht vom 10.02.2026 / Rapport de marché du 10.02.2026

Regelzone



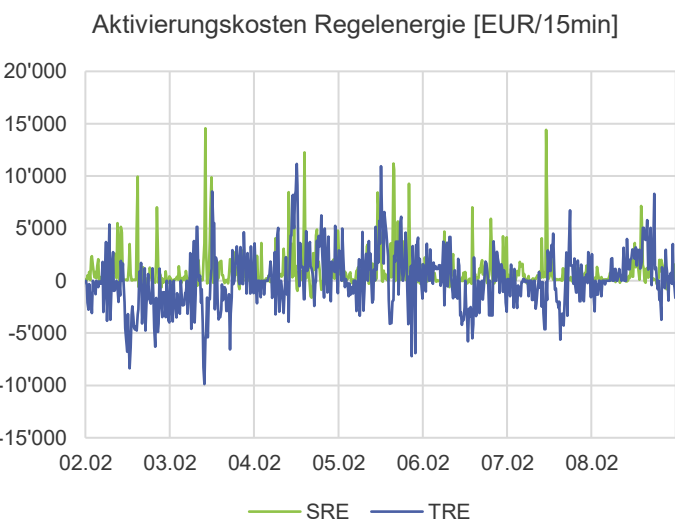
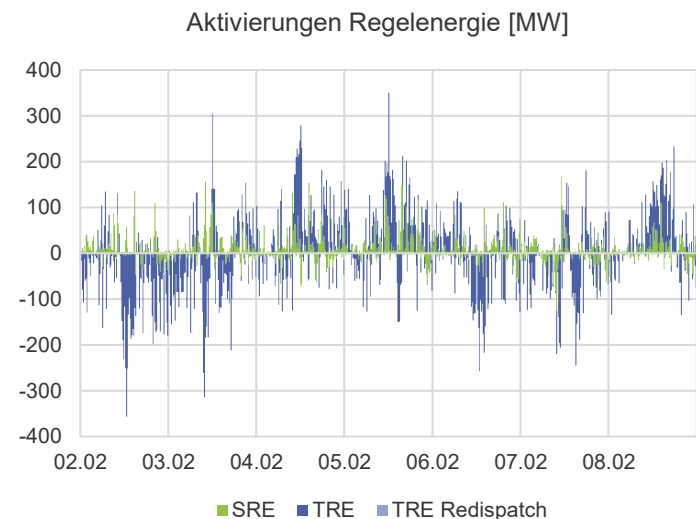
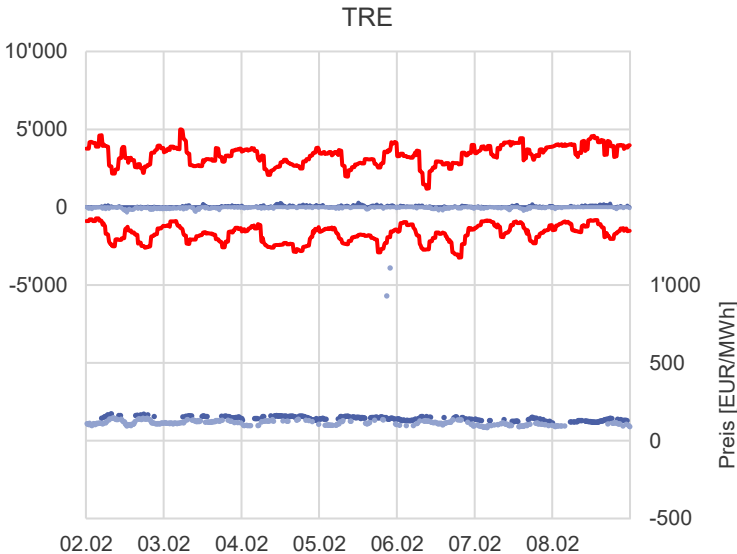
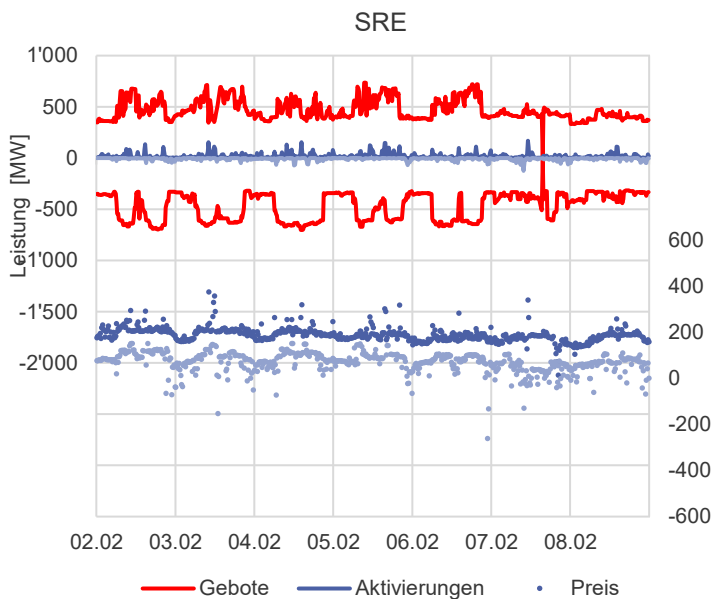
Unausgeglichenheit

MW	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Mittelwert	11	7	-4	
Mittel absolut	72	72	0	+0%
1% Perzentil	-184	-219	-35	+19%
99% Perzentil	313	260	-53	-17%



Ausgleichsenergiepreis

EUR/MWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
AE short	214	193	-21	-10%
AE long	83	65	-18	-22%
Kosten MEUR	0.6	0.7	0.1	+13%



Aktivierungen Regelennergie

GWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
SRE	4.8	4.2	-0.6	-12%
TRE	10.9	10.5	-0.4	-4%
TRE Redispatch	7.1	0.0	-7.1	-100%

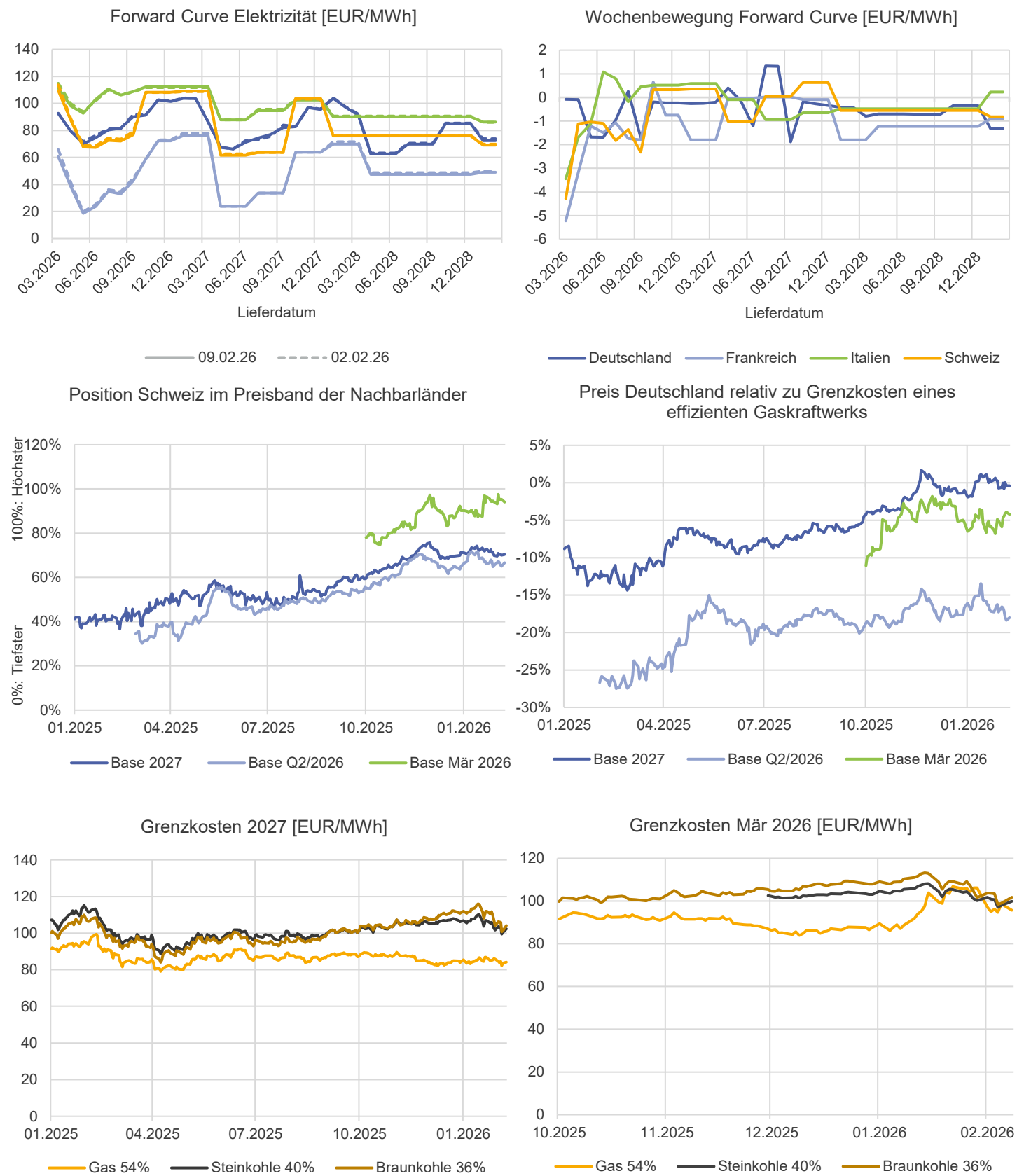
Aktivierungskosten Regelennergie

Mio.EUR	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
SRE	0.63	0.60	0.0	-6%
TRE	1.31	0.04	-1.3	-97%



Marktbericht vom 10.02.2026 / Rapport de marché du 10.02.2026

Termin - Forward Curves und erweiterte Analyse



Grenzkosten Frontjahr

EUR/MWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Gas 54%	84.53	84.20	-0.3	-0.4%
Steinkohle 40%	103.65	102.26	-1.4	-1.3%
Braunkohle 36%	106.28	104.07	-2.2	-2.1%

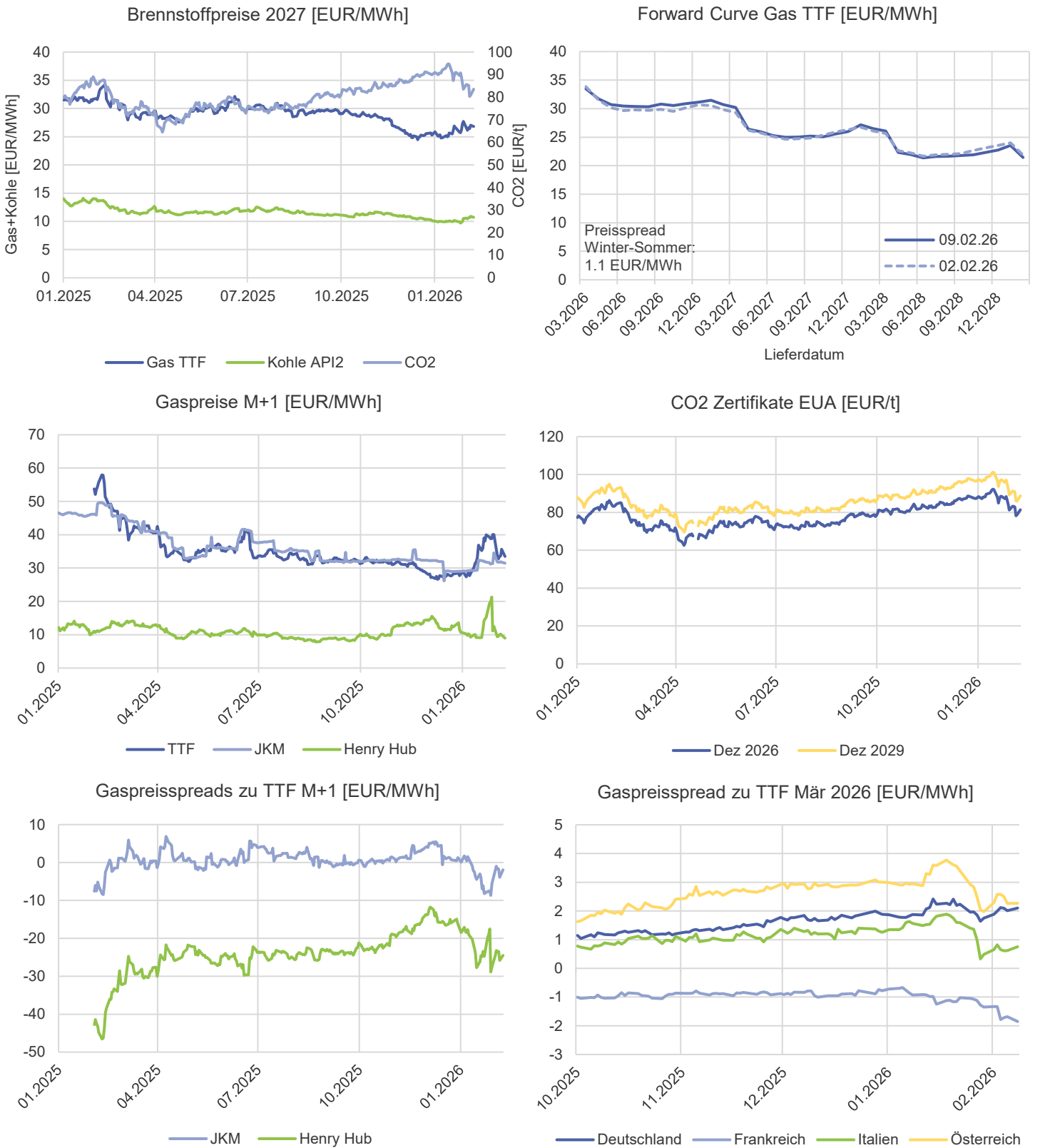
Grenzkosten Frontmonat

EUR/MWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Gas 54%	97.15	95.66	-1.5	-1.5%
Steinkohle 40%	101.74	99.90	-1.8	-1.8%
Braunkohle 36%	103.80	101.74	-2.1	-2.0%



Marktbericht vom 10.02.2026 / Rapport de marché du 10.02.2026

Terminpreise - Commodities

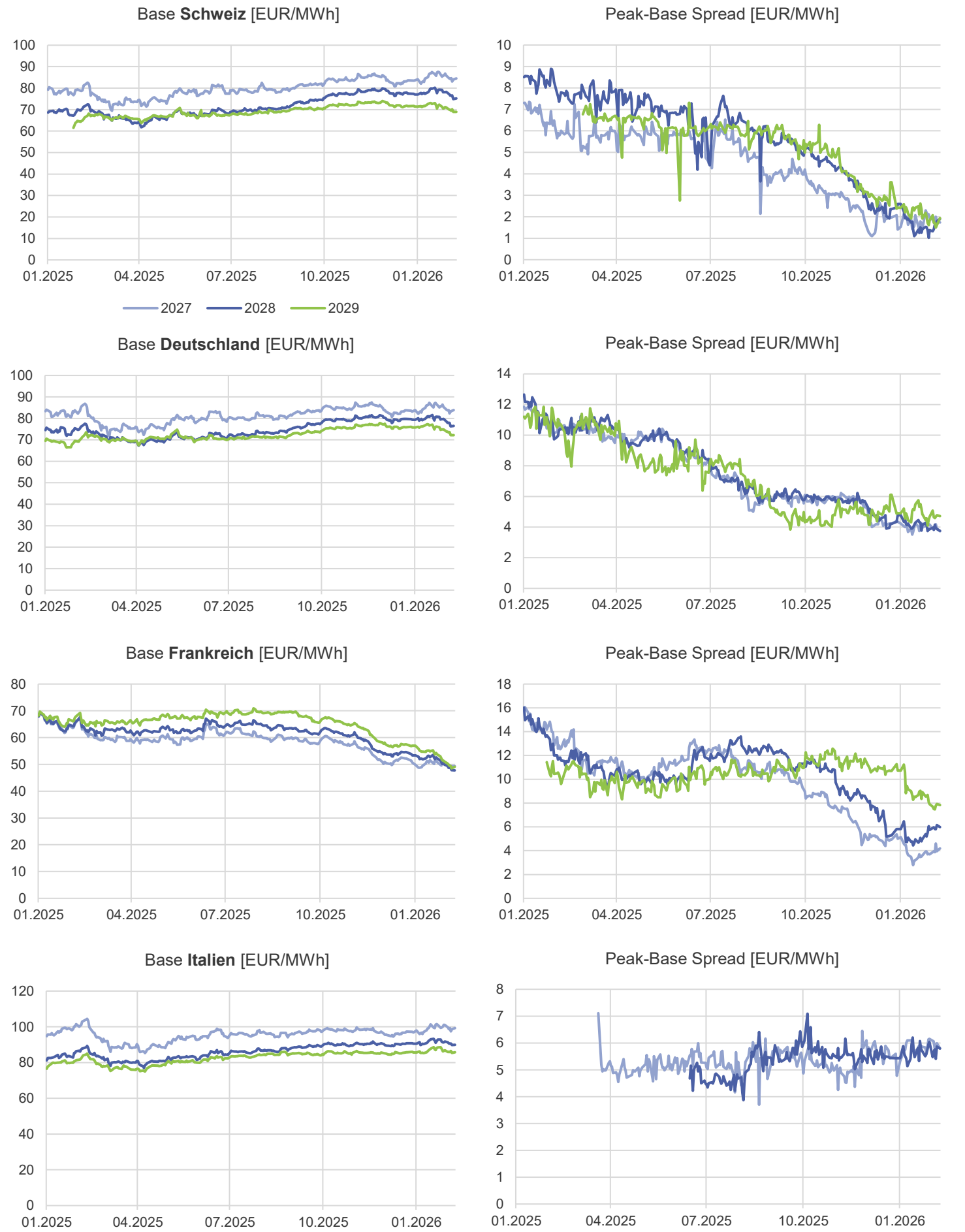


Entwicklung der Rohstoffpreise					
EUR/MWh		Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Gas	Y+1	26.5	26.8	0.3	+1.0%
	TTF	Q+1	30.4	31.0	0.5
Kohle	M+1	33.9	33.5	-0.4	-1.1%
	Y+1	10.6	10.7	0.2	+1.5%
API2	Q+1	10.4	10.5	0.1	+1.1%
	M+1	10.6	10.5	-0.1	-0.7%
CO2	Dez 26	83.3	81.3	-2.0	-2.3%

Entwicklung Gasspreads Frontmonat					
EUR/MWh		Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
DE-TTF M+1	Y+1	1.9	2.1	0.2	+12%
	FR-TTF M+1	-1.3	-1.9	-0.5	+39%
IT-TTF M+1	Y+1	0.7	0.8	0.1	+15%
	AT-TTF M+1	2.3	2.3	0.0	-1%
JKM-TTF M+1	Y+1	-2.0	-2.0	0	-3%
	HHUB-TTF M+1	-24.5	-24.5	0	-0%

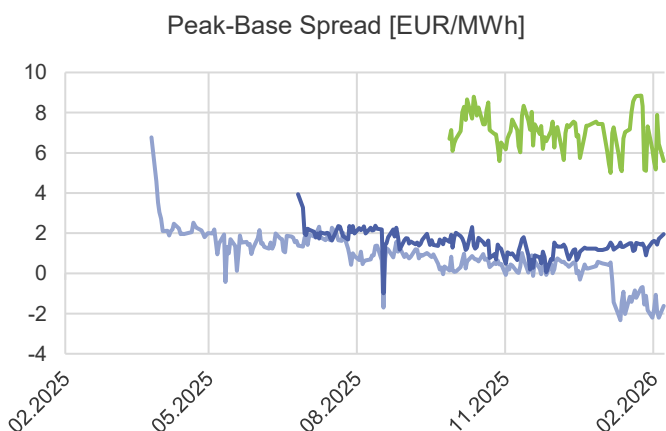
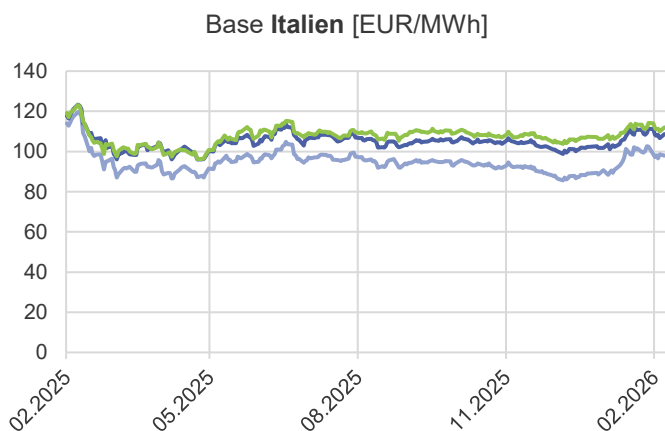
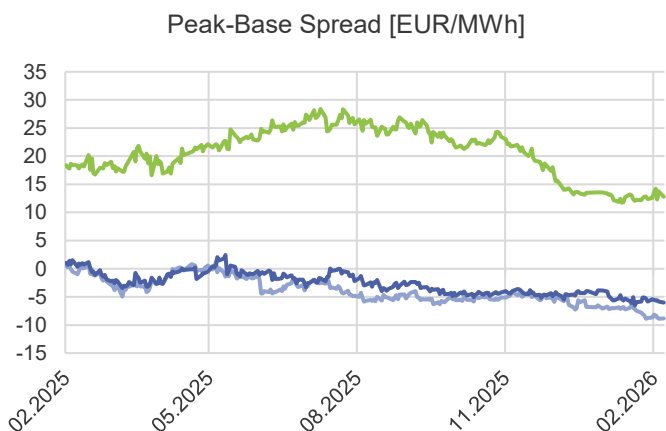
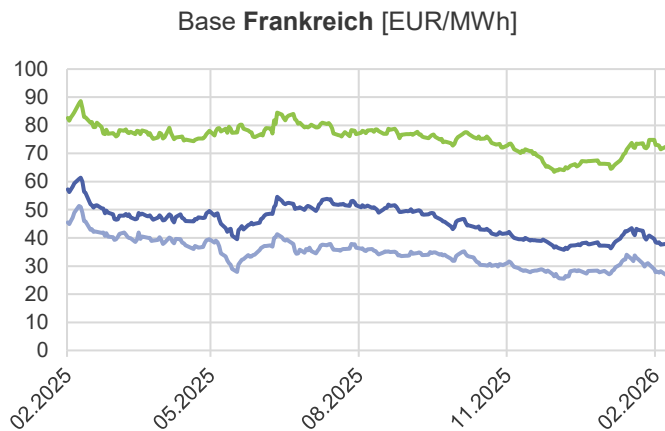
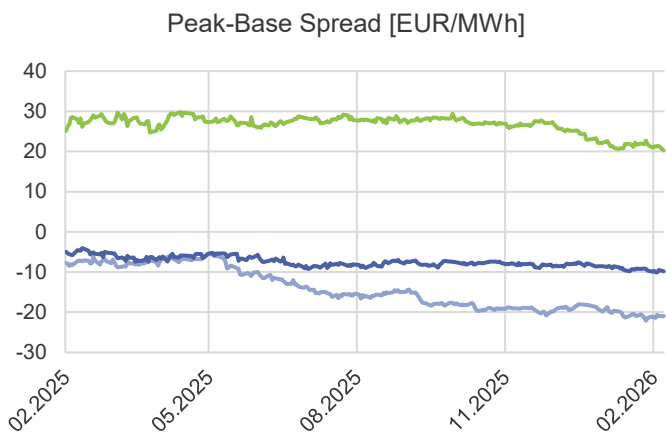
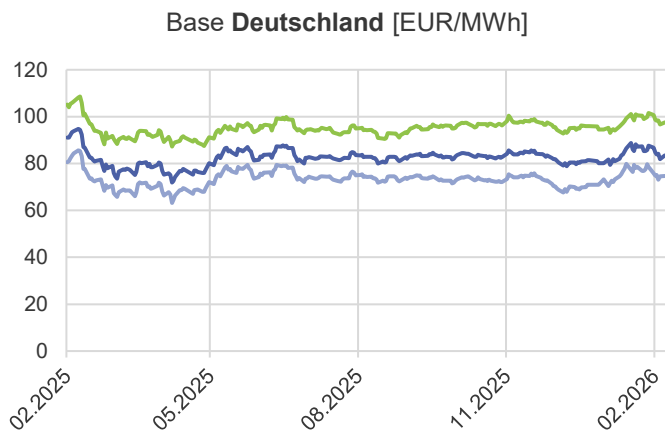
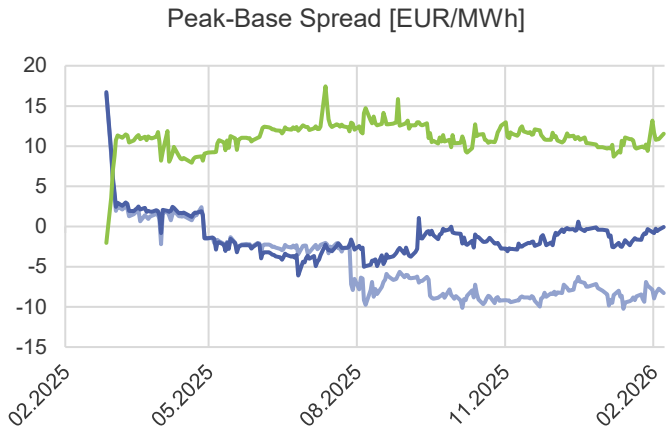
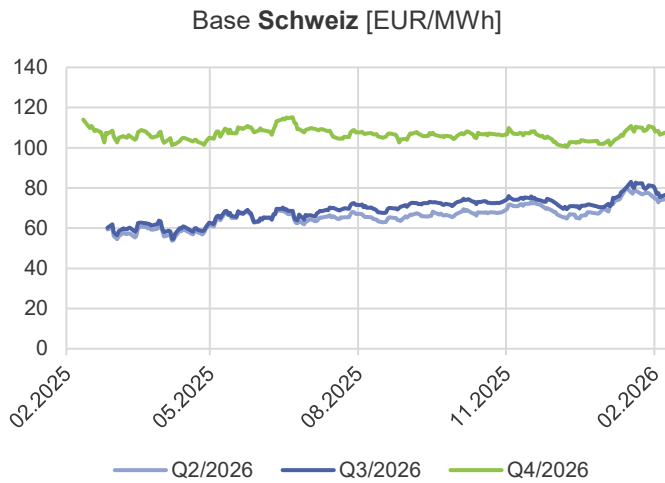
Marktbericht vom 10.02.2026 / Rapport de marché du 10.02.2026

Terminpreise - Jahresprodukte



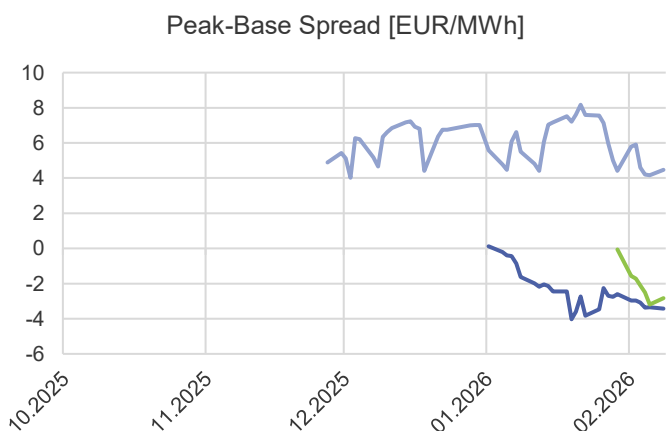
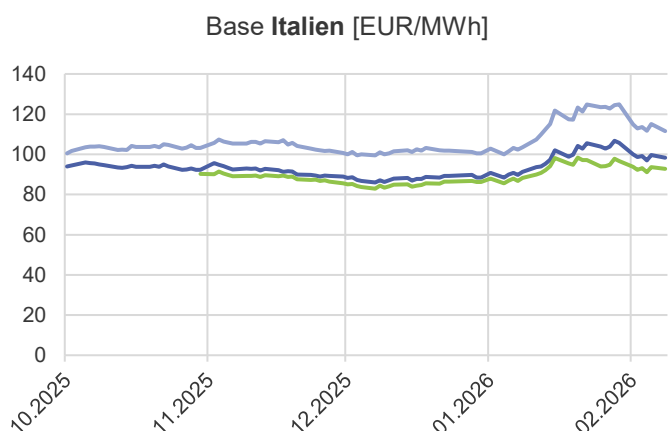
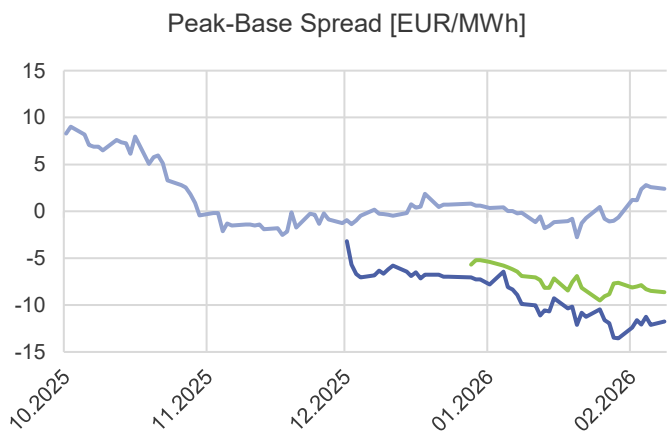
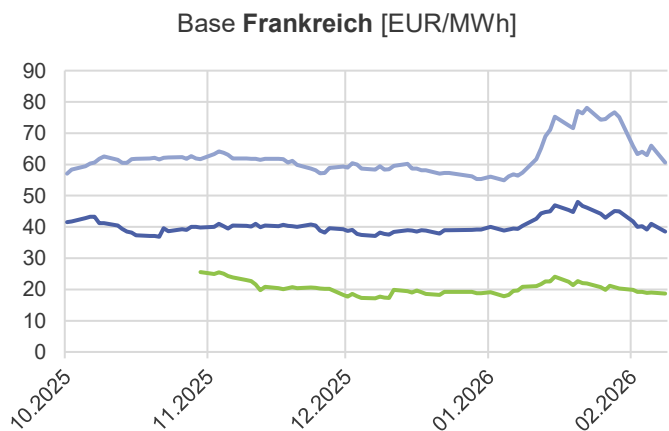
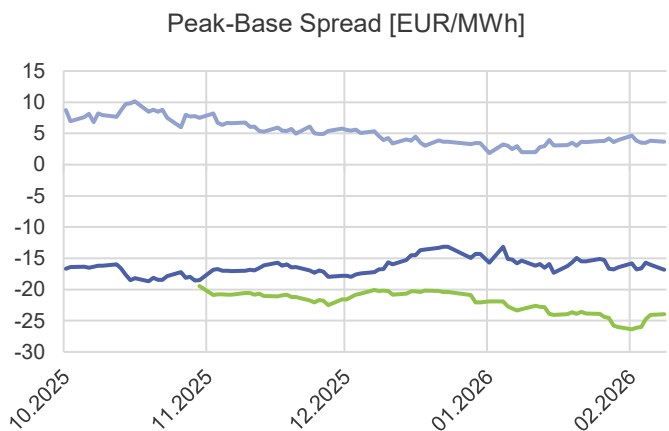
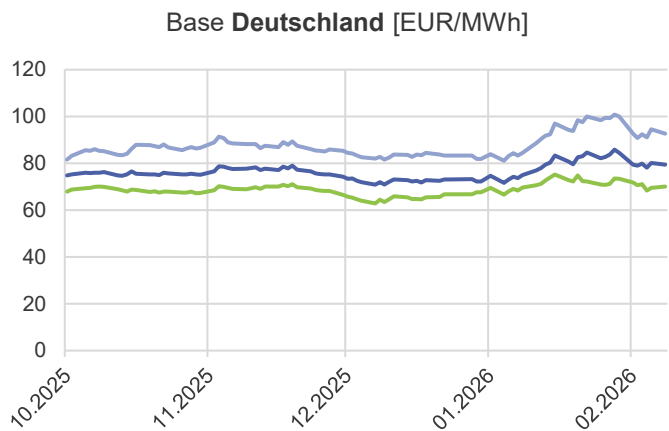
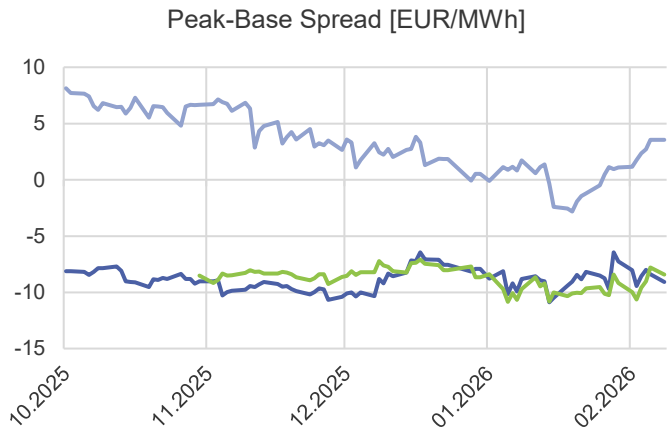
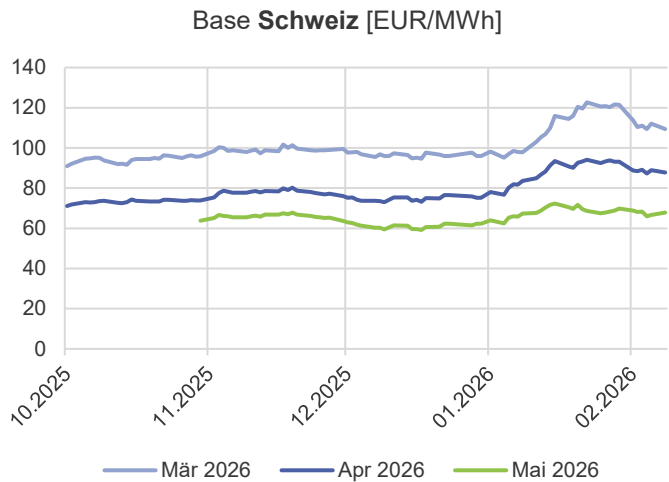
Marktbericht vom 10.02.2026 / Rapport de marché du 10.02.2026

Terminpreise - Quartalsprodukte



Marktbericht vom 10.02.2026 / Rapport de marché du 10.02.2026

Termin - Monatsprodukte



# Marktbericht vom 10.02.2026 / Rapport de marché du 10.02.2026

## Abkürzungen + Methodiken

Abkürzung	Bezeichnung
DA, ID	Day-Ahead (Preisauktion Vortag), Intra-Day (gleicher Tag)
DE,FR,CH,IT,AT	Länderabkürzungen
M,Q,Y	Monat, Quartal, Jahr
M+1, Q+1, Y+1	Frontkontrakte (z.B. M+1: Lieferung nächster Monat)
AE+, AE-	Ausgleichsenergie (+ short, Bezug Energie   - long, Abgabe Energie)
NTC	Net Transfer Capacity: Verfügbarkeit Grenzkapazität DA
CO2, EUA	Emissionszertifikat   Frontjahr: Dezemberkontrakt
SRE, TRE, RR	Sekundär- bzw. Tertiärregelenergie, TERRE
TTF, JKM, Henry Hub	Gaspreishubs Niederlande, Japan, USA
Erläuterungen	
Preise ~0	Anzahl Stunden mit Spotpreis im Band von -2 bis 2 EUR/MWh in der gezeigten Woche
Grenzkosten	kurzfristige variable Kosten der Stromproduktion
Speicherstände	Gestrichelte Linie entspricht Norm (Datenbasis letzte 10 Jahre), gepunktete Werte den Extrema
Grenzhandel	Dunkelblau sind Totale kommerzielle Flüsse (ohne Redispatch und Systemdienstleistungen und ungeplanten Flüssen)
Energiegehalt Brennstoff	Für Gas und Kohle auf Basis Brennwert dargestellt
Regelzone	Zone, in der der Übertragungsnetzbetreiber den Ausgleich Produktion-Last sicherstellt. Für CH: Swissgrid
Regelenergie	Abrufe von Kraftwerken zum Ausgleich der Regelzone
Forward Curve	Terminmarktdarstellung nach Lieferdatum für einen Handelsstichtag. Zeigt dadurch Preisstruktur zukünftiger Lieferzeiträume Für jeden Liefermonat wird der Wert von dem verfügbarem Produkt mit der niedrigsten Zeitauflösung verwendet
Base, Peak	Lieferung durchgehend(Base) bzw. Mo-Fr 8-20h(Peak) im jeweiligen Zeitraum
Spread	Differenz zwischen zwei Werten
Grenzkosten	Abschätzung der kurzfristigen Produktionskosten von verschiedenen Kraftwerken für den Lieferzeitraum. Basis bilden die Brennstoffpreise und Emissionszertifikate am Terminmarkt für den Lieferzeitraum sowie Kraftwerksparameter. Die Formel lautet: $\text{Grenzpreis} = (\text{Brennstoffpreis} + \text{Emissionsfaktor} \cdot \text{CO2\_Preis}) / \text{Effizienz\_HHV} + \text{Variable Kosten}$ . Verwendete Parameter: Emissionsfaktoren in t/MWh thermisch: 0.217(Gas), 0.34(Steinkohle), 0.38(Braunkohle). Umrechnung Brennwert Kohle: 8.1MWh/t. Variable Kosten in EUR/MWh: 1(Gas), 4.4(Steinkohle), 2(Braunkohle). Fixe Brennstoffkosten Braunkohle: 5 EUR/MWh. Effizienzen Kraftwerke in Legende angegeben. Effizienzen und Energiegehalte jeweils bezüglich Brennwert (HHV). Die Berechnung ist eine Abschätzung und vernachlässigt z.B. Startkosten. Der zeitliche Verlauf und die Verschiebungen zwischen den Kraftwerkstypen lassen jedoch Rückschlüsse auf Verschiebungen in den Produktionsmengen der Kraftwerkstypen zu.
Produktion CH Grafik	Da die stündlichen Daten auf Entso-e unvollständig sind (es sind teilweise nur die Produktionsdaten der Kraftwerke, welche auf EEX Transparency Daten liefern), werden die Daten mit den täglichen Produktionsdaten des BFE Dashboards hochskaliert. In der Entso-e PV Reihe ist keine Produktion zum Eigenverbrauch enthalten, genau wie in der Lastreihe. Es wird daher die Skalierung der PV Anlagen auch der Last hinzugefügt. Das Resultat ist dennoch eine Abschätzung und ergibt (auch aus anderen Gründen) zusammen mit der Aussenhandelsbilanz kein konsistentes Bild
Grafiken Produktion	Nach Definition der Entso-e sollte Eigenverbrauch von PV Anlagen weder in den Lastgängen noch in der PV-Produktionsreihe enthalten sein. Für CH ist dies der Fall, für die anderen Länder haben wir keine Informationen. Dort sieht es jedoch eher so aus, als ob diese beiden Komponenten in den Zeitreihen enthalten sind oder sein könnten. Mangels anderer Referenzwerte werden für diese Länder Daten genau wie in der Datenquelle dargestellt.
Referenztage	Im Spotmarktbereich werden Daten von Montag bis Sonntag der vergangenen Woche gezeigt. Beim Terminmarkt werden Schlusskurse (Settlements) von Montag mit dem Montag der Vorwoche verglichen.
TRE Grafiken	In der Grafik "TRE" werden die von Swissgrid auf ihrer Website publizierten Daten dargestellt. Diese inkludieren TRE DA, TRE SA und TRE RR (Nicht bezuschlagte TERRE Angebote verfügbar für TRE) und beziehen sich auf Aktivierungen in der Schweiz. Diese werden neben dem Ausgleich der Regelzone Schweiz teilweise auch für Regelenergie im Ausland oder Redispatch verwendet. In der Grafik zu Aktivierungen Regelenergie und Aktivierungskosten werden zusätzlich auch noch Aktivierungen in der Schweiz für den Internationalen Ausgleichsmarkt TERRE gezeigt, wobei auch hier die Aktivierung nicht immer für die Schweizer Regelzone erfolgt.
Wettergrafiken	In den 4 Wettergrafiken werden die historischen stündlichen Messdaten der Berichtswoche und die Prognose für die aktuelle Woche für Bern (Alpennordseite, dunkle Linie in Grafiken) und Lugano (Alpensüdseite, helle Linie in Grafiken) von MeteoSchweiz gezeigt. Für Wind werden die mittleren stündlichen Werte in 10m Höhe gezeigt, die Sonnenscheindauer ist der Anteil Minuten pro Stunde, Temperatur 2m über Boden. Für die aktuelle Woche sind jeweils die Prognosen zum Zeitpunkt der Berichtserstellung gezeigt.