



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

**Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom**

Fachsekretariat

**Commission fédérale de l'électricité ElCom**

Secrétariat technique

---

## **Marktbericht**

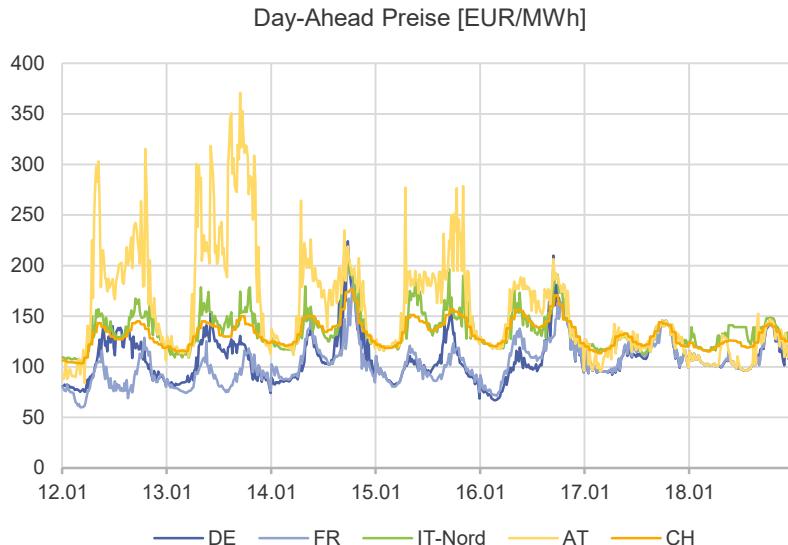
---

## **Rapport de marché**

---

# Marktbericht vom 20.01.2026 / Rapport de marché du 20.01.2026

## Überblick



### Basepreise der Berichtswoche ab 12.01.2026

EUR/MWh	CH	DE	FR	IT-Nord	AT
Wochenmittel	132.5	108.7	103.2	136.1	158.4
Vorwoche	123.9	112.5	101.1	121.4	133.0
Veränderung	+7%	-3%	+2%	+12%	+19%

### Peakpreise der Berichtswoche ab 12.01.2026

EUR/MWh	CH	DE	FR	IT-Nord	AT
Wochenmittel	144.8	124.1	108.7	151.3	207.0
Vorwoche	140.8	143.9	123.8	135.4	168.8
Veränderung	+3%	-14%	-12%	+12%	+23%

### Kurzfristausblick Base am Terminmarkt

EUR/MWh	CH	DE	FR	IT-Nord	AT
Aktuelle Woche	145.2	136.0	129.7	146.1	161.3
ab 19.01.2026	+10%	+25%	+26%	+7%	+2%
Folgwoche	147.0	141.5	117.1	143.5	152.5
ab 26.01.2026	+1%	+4%	-10%	-2%	-5%

### Entwicklung der Frontkontrakte

EUR/MWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
CH	Y+1	85.2	86.4	1.3 +1.5%
	Q+1	74.3	77.8	3.6 +4.8%
	M+1	123.4	134.6	11.3 +9.1%
DE	Y+1	84.9	85.6	0.7 +0.8%
	Q+1	74.6	77.3	2.7 +3.6%
	M+1	106.5	116.9	10.3 +9.7%
FR	Y+1	50.3	50.5	0.2 +0.3%
	Q+1	30.5	32.4	1.9 +6.4%
	M+1	87.6	96.8	9.2 +10.5%
IT	Y+1	98.0	99.5	1.5 +1.5%
	Q+1	92.9	98.4	5.5 +5.9%
	M+1	122.1	133.1	11.0 +9.0%
AT	Y+1	89.5	90.8	1.3 +1.4%
	Q+1	74.7	78.0	3.2 +4.3%
	M+1	124.2	134.3	10.2 +8.2%

### Entwicklung der Rohstoffpreise

EUR/MWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Gas	Y+1	25.1	25.5	0.4 +1.8%
	Q+1	27.3	29.9	2.6 +9.4%
	M+1	30.2	35.3	5.1 +16.8%
Kohle	Y+1	9.9	10.0	0.1 +0.6%
	Q+1	10.0	10.1	0.1 +0.8%
	M+1	10.2	10.3	0.1 +0.5%
CO2	Dez 26	90.1	88.2	-2.0 -2.2%

## Marktkommentar

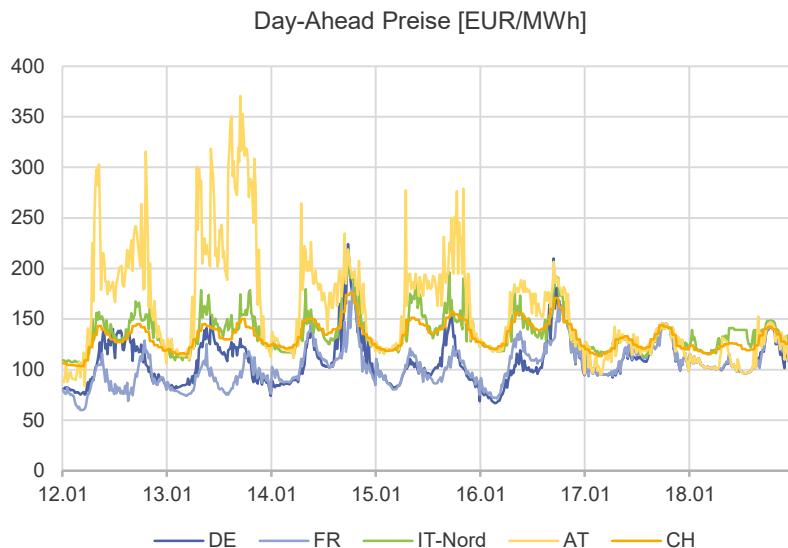
Im Wochenvergleich stiegen die CH Spotpreise um 7%. Die Preise in AT und IT-Nord verzeichneten mit 19% bzw. 12% deutlich stärkere Anstiege. FR hingegen verzeichnete nur einen Anstieg von 2%, während DE sogar einen leichten Rückgang zeigte. Diese Unterschiede hängen mit dem Wind zusammen: DE und FR profitierten zu Beginn der Woche von einer relativ starken Windenergieerzeugung, wodurch die Preise relativ niedrig blieben. Am Wochenende, als der Wind abnahm, näherten sich diese Preise jedoch denen der anderen Länder an. In IT ging die Windenergieproduktion im Vergleich zur Vorwoche dagegen deutlich zurück. AT orientierte sich mehr an den hohen osteuropäischen Preisen der vergangenen Woche, was besonders im Peak zu deutlich höheren Preisen führte, als zuvor am Terminmarkt erwartet wurde. Bei den grenzüberschreitenden Stromflüssen führten die besonders hohen Preise in AT zu Beginn der Woche zu erheblichen Exporten aus CH. Insgesamt gingen die Nettoimporte mit einem Volumen von 364 GWh leicht zurück.

In der Regelzone war die Woche ruhiger. Am Montag war ein kleiner Peak bei den Kosten für die Aktivierungen TRE zu beobachten, was auf ein Redispatch-Ereignis zurückzuführen war. Insgesamt sanken die Kosten der Ausgleichsenergie im Vergleich zur Vorwoche um 71%. Gleichzeitig ist die mittlere Unausgeglichenheit der Regelzone um 32% gesunken.

Auf dem Terminmarkt stiegen die Strompreise für alle Länder und alle Laufzeiten, und dies besonders bei den kurzfristigen Produkten: der Frontmonat verzeichneten durchweg den stärksten Anstieg, während das Frontjahr die moderateste Veränderung aufwiesen (siehe auch Forward Curve Elektrizität auf Seite 8). Diese Struktur lässt sich grösstenteils durch die Entwicklung des Gasmarktes erklären. Der TTF-Preis verzeichnete vergangene Woche einen deutlichen Anstieg, der bei den Laufzeiten M+1 und Q+1 besonders ausgeprägt war (siehe Gaspreise M+1 und Forward Curve Gas TTF auf Seite 9). Zu dieser Entwicklung haben unter Anderem kältere Wetterprognosen, ein Füllstand der europäischen Gas speicher von nur 50% und ein angespanntes geopolitisches Umfeld beigetragen. Durch die Preissteigerungen liegt der europäische TTF im Frontmonat nun wieder oberhalb des asiatischen JKM, was zu einer Steigerung der Flüssiggaslieferungen nach Europa führen sollte. Gleichzeitig stieg der Kohlepreis nur um weniger als 1%, während der CO2-Preis um mehr als 2% zurückging. Hierdurch haben sich die Grenzkosten von Kohlekraftwerken und effizienten Gaskraftwerken im Frontmonat stark angenähert. Dies bedeutet, dass nun im Frontmonat für einige Gaskraftwerke die Grenzkosten über jenen von effizienten Kohlekraftwerken liegen dürfen, was deren Einsatz und damit den Gasbedarf reduziert und so der Preissteigerung bei Gas entgegenwirkt.

# Marktbericht vom 20.01.2026 / Rapport de marché du 20.01.2026

## Spot - Preise



### Day-Ahead Preise der Berichtswoche ab 12.01.2026

EUR/MWh	CH	DE	FR	IT-Nord	AT
Base	132.5	108.7	103.2	136.1	158.4
Peak	144.8	124.1	108.7	151.3	207.0
Offpeak	125.6	100.2	100.2	127.7	131.5

### Markterwartung Base

EUR/MWh	CH	DE	FR	IT-Nord	AT
Erwartet Termin	124.2	105.8	77.5	124.5	136.5
Abweichung	+7%	+3%	+33%	+9%	+16%

### Markterwartung Peak

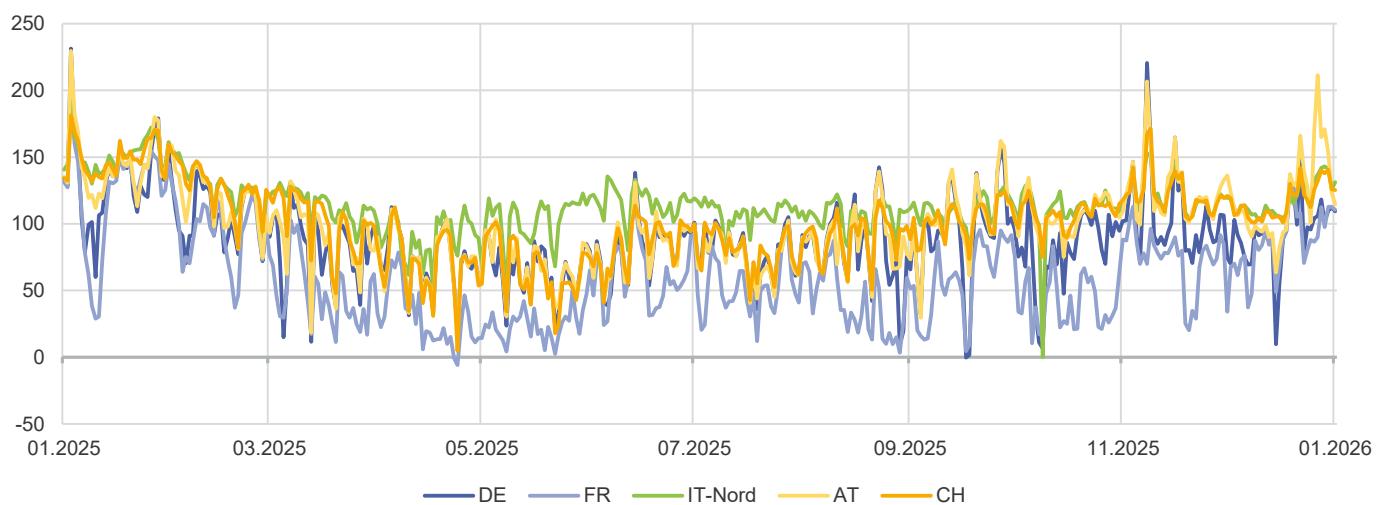
EUR/MWh	CH	DE	FR	IT-Nord	AT
Erwartet Termin	135.9	129.2	-	134.1	142.9
Abweichung	+7%	-4%	-	+13%	+45%

### Tiefe Spotpreisstunden

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

Weitere Spotpreis Daten in Vorbereitung

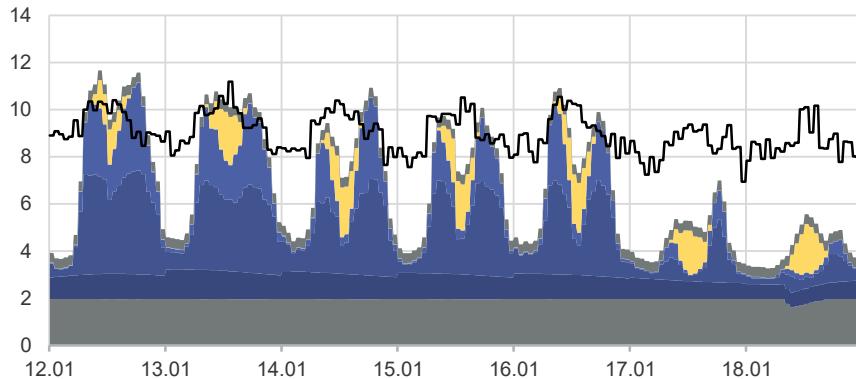
### Day-Ahead Preise Tagesmittel [EUR/MWh]



# Marktbericht vom 20.01.2026 / Rapport de marché du 20.01.2026

## Spot - Produktion + Verbrauch

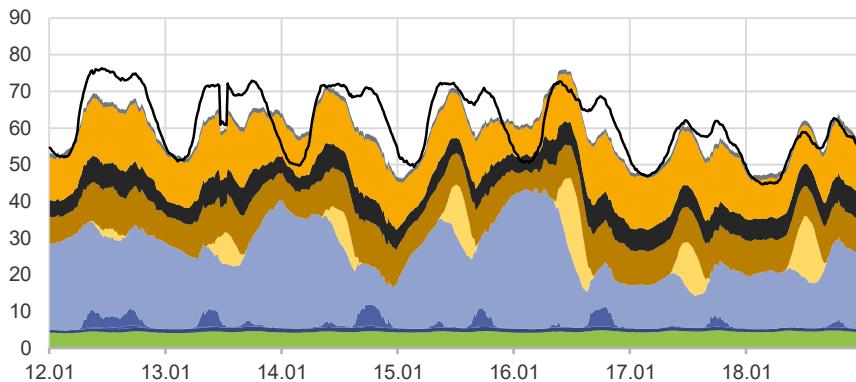
Produktion und Verbrauch CH [GW]



## Schweiz

GWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Kern	330	328	-2	-0%
Flusswasser	162	163	1	+1%
Speicherwasser	387	327	-60	-15%
Pumpspeicher	224	170	-54	-24%
Wind	3	3	-1	-15%
PV	63	70	7	+12%
Thermisch	70	70	0	+0%
Last	1'508	1'513	5	+0%

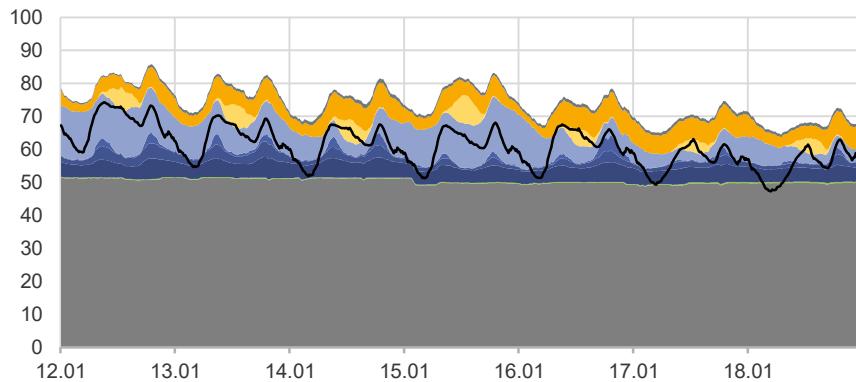
Produktion und Verbrauch DE [GW]



## Deutschland

GWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Bio-andere	737	743	5	+1%
Flusswasser	170	172	2	+1%
Speicherwasser	34	12	-22	-65%
Pumpspeicher	194	167	-26	-14%
Wind	3'636	3'449	-187	-5%
PV	227	403	175	+77%
Braunkohle	1'516	1'566	50	+3%
Steinkohle	963	1'012	49	+5%
Gas	2'414	2'208	-206	-9%
Fossil-andere	228	199	-28	-12%
Last	10'519	10'293	-226	-2%

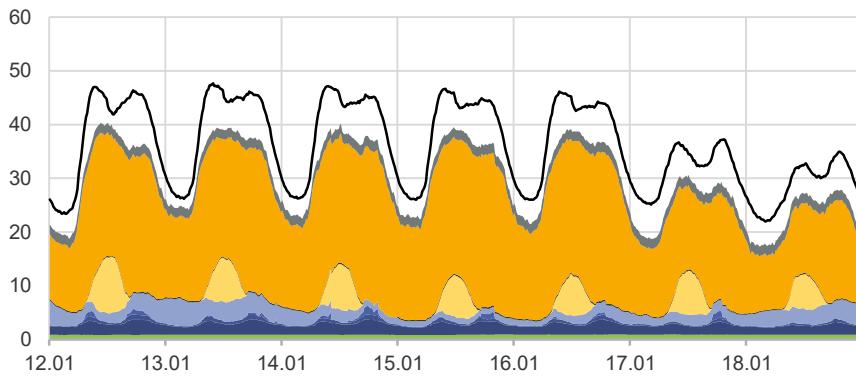
Produktion und Verbrauch FR [GW]



## Frankreich

GWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Kern	8'799	8'448	-351	-4%
Bio-andere	43	48	5	+11%
Flusswasser	780	774	-6	-1%
Speicherwasser	576	336	-241	-42%
Pumpspeicher	225	127	-99	-44%
Wind	1'618	1'440	-179	-11%
PV	257	222	-36	-14%
Gas	1'036	897	-139	-13%
Fossil-andere	121	144	22	+18%
Last	12'458	10'244	-2'214	-18%

Produktion und Verbrauch IT [GW]



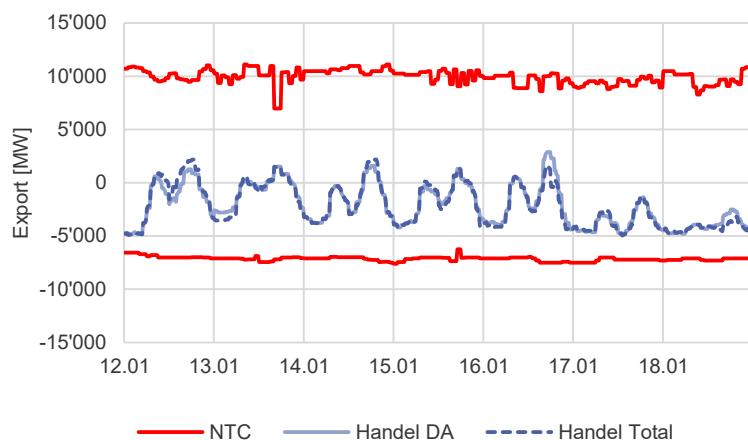
Legend:

- Kern
- Bio-andere
- Flusswasser
- Speicherwasser
- Pumpspeicher
- Wind
- Solar
- Braunkohle
- Steinkohle
- Gas
- Fossil-andere
- Last

# Marktbericht vom 20.01.2026 / Rapport de marché du 20.01.2026

## Spot - Grenzaustausch

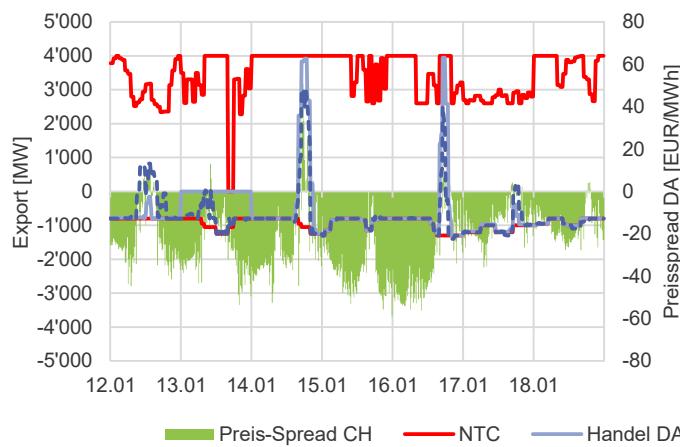
Grenzaustausch



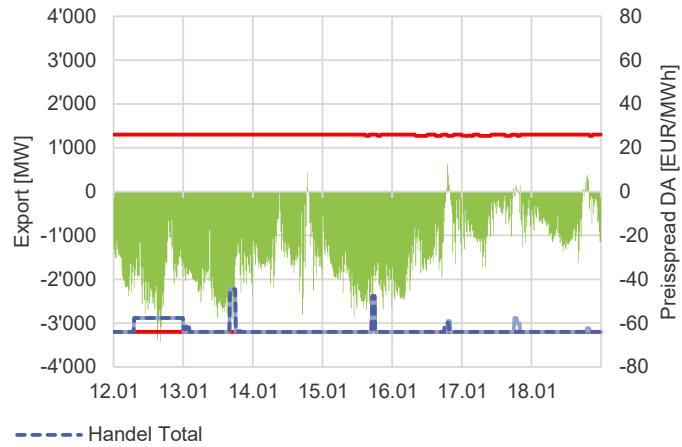
Grenzaustausch der Berichtswoche ab 12.01.2026

GWh	DE	FR	IT-Nord	AT	Total
Exporte	14	0	252	91	358
Importe	136	529	7	51	722
Nettoexport	-122	-529	245	41	-364
Vorwoche	7	-430	-33	69	-387
Änderung	-128	-99	279	-28	23
DA Nettoexport	-100	-529	222	50	-356
ID Nettoexport	-22	0	23	-9	-8

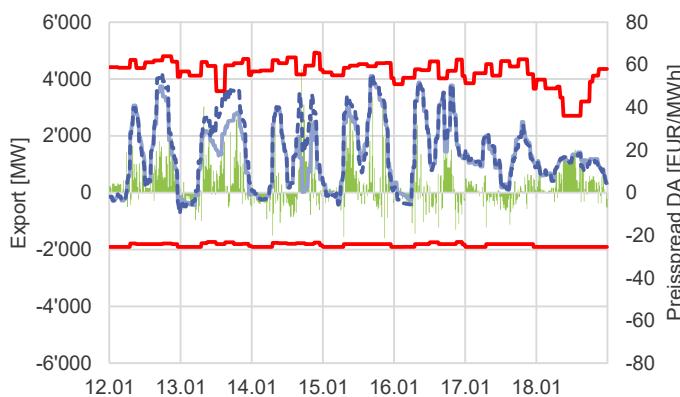
Grenze DE



Grenze FR



Grenze IT

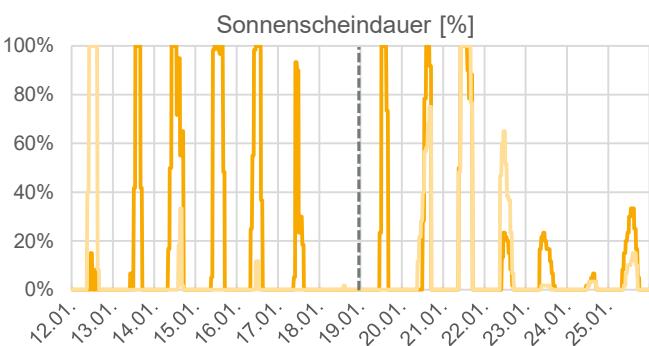
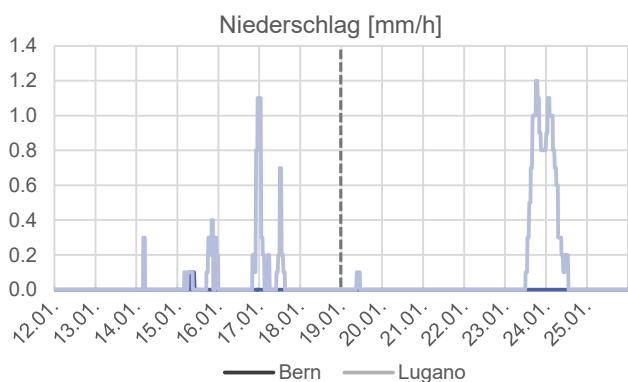
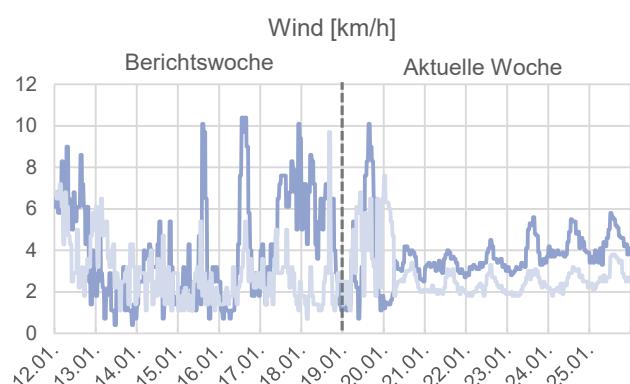
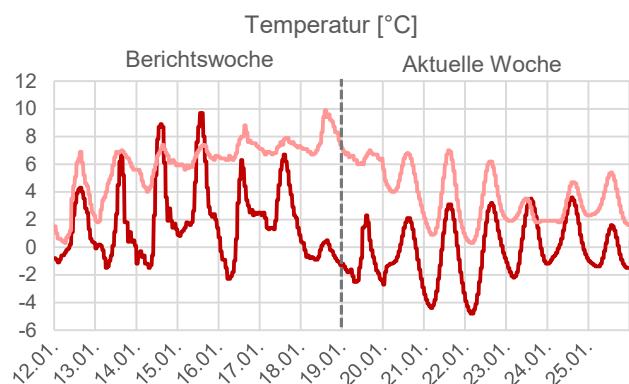
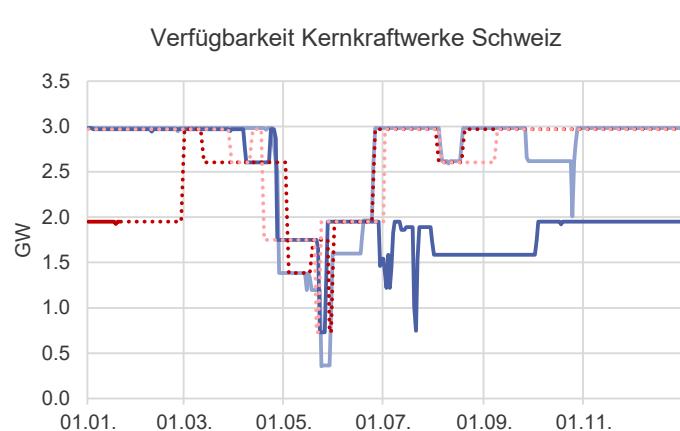
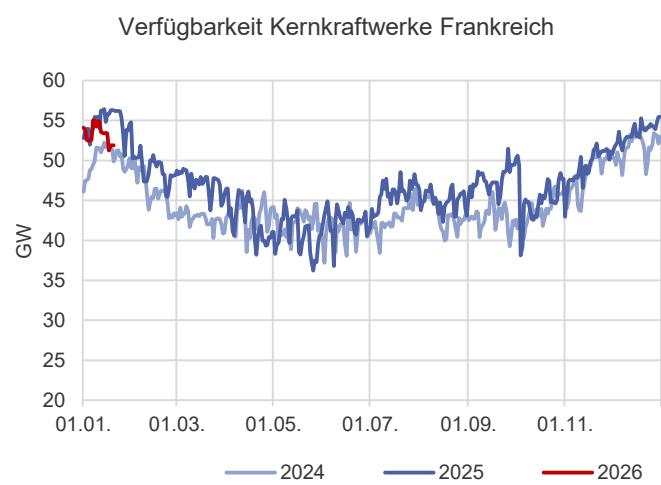
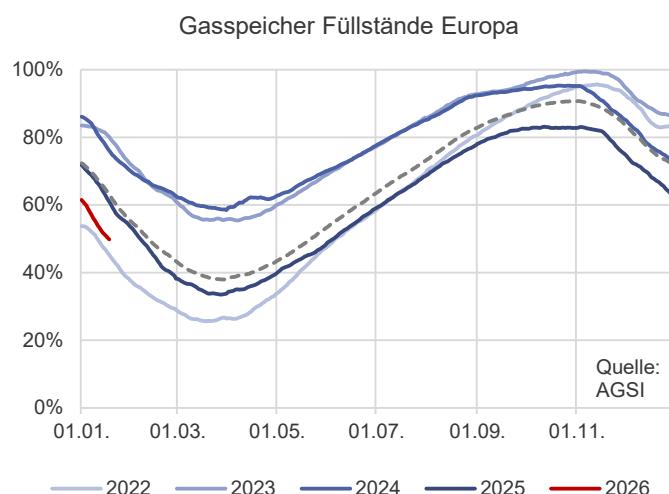
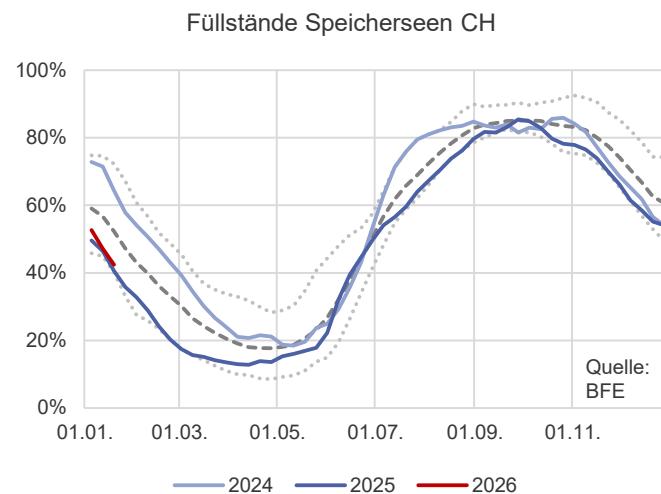


Grenze AT



# Marktbericht vom 20.01.2026 / Rapport de marché du 20.01.2026

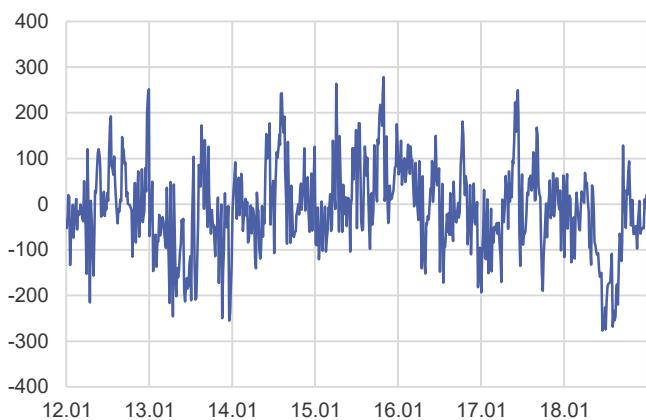
## Fundamentaldaten



# Marktbericht vom 20.01.2026 / Rapport de marché du 20.01.2026

## Regelzone

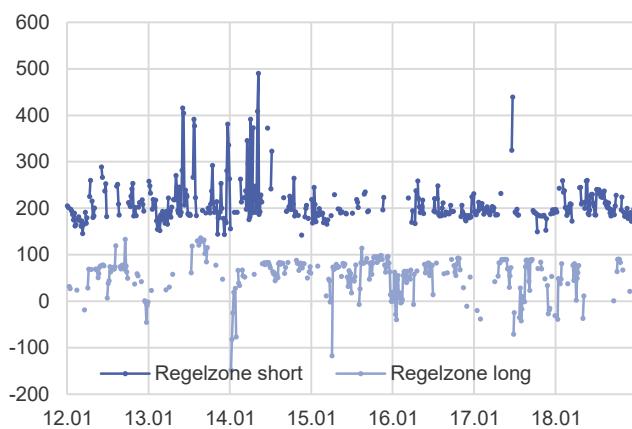
Unausgeglichenheit [MW]



Unausgeglichenheit

MW	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Mittewert	-65	-10	54	
Mittel absolut	107	73	-34	-32%
1% Perzentil	-428	-251	177	-41%
99% Perzentil	204	241	36	+18%

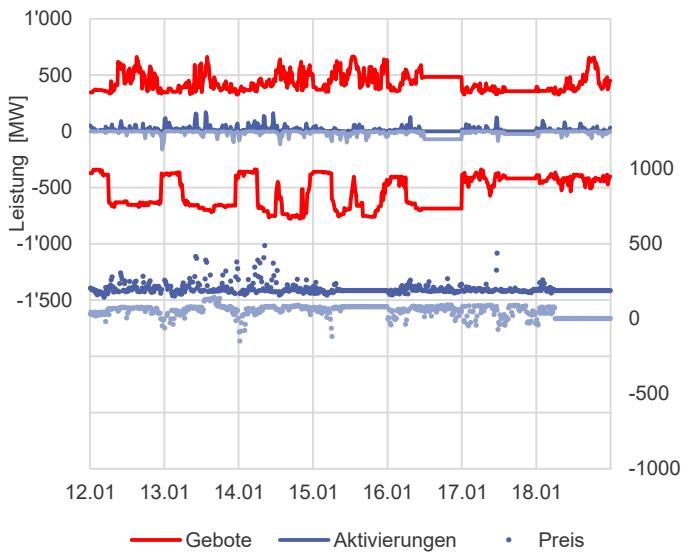
Ausgleichsenergiepreise [EUR/MWh]



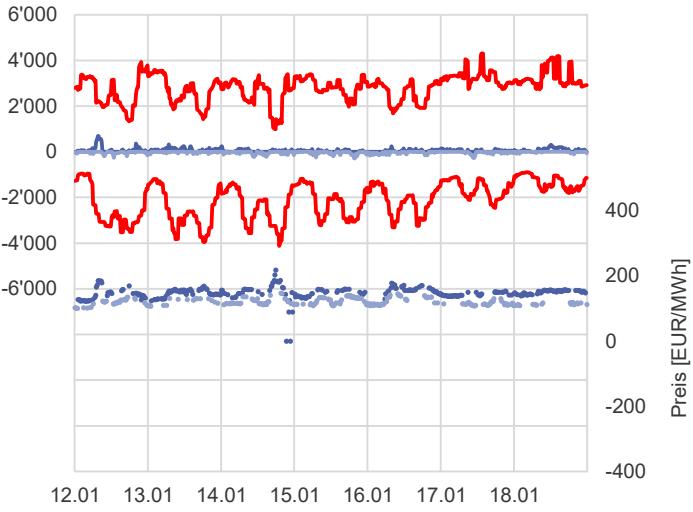
Ausgleichsenergiepreis

EUR/MWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
AE short	246	210	-36	-15%
AE long	31	56	25	+80%
Kosten MEUR	4.4	1.3	-3.1	-71%

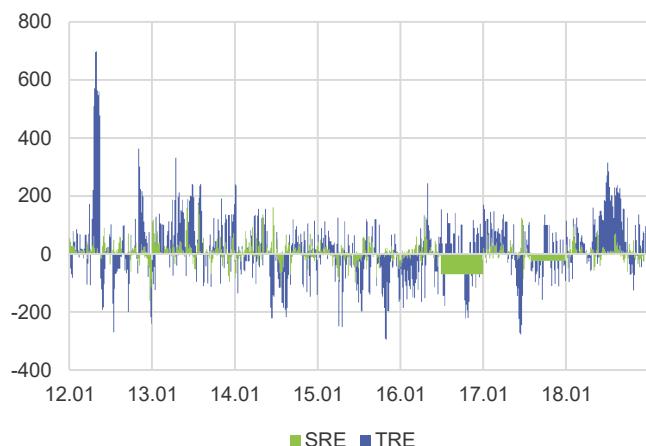
SRE



TRE



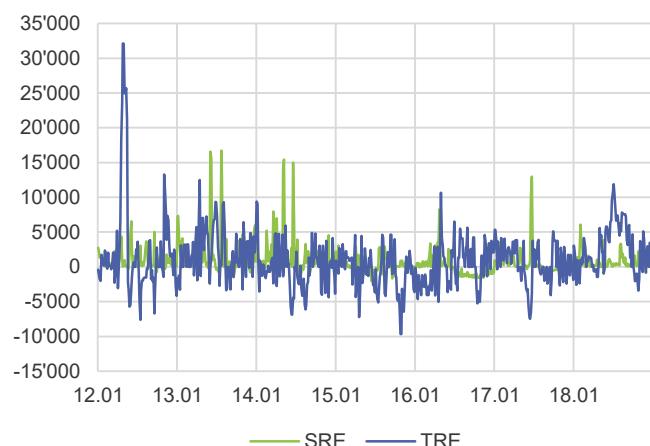
Aktivierungen Regelenergie [MW]



Aktivierungen Regelenergie

GWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
SRE	5.4	5.2	-0.2	-4%
TRE	22.3	13.4	-8.9	-40%

Aktivierungskosten Regelenergie [EUR/15min]



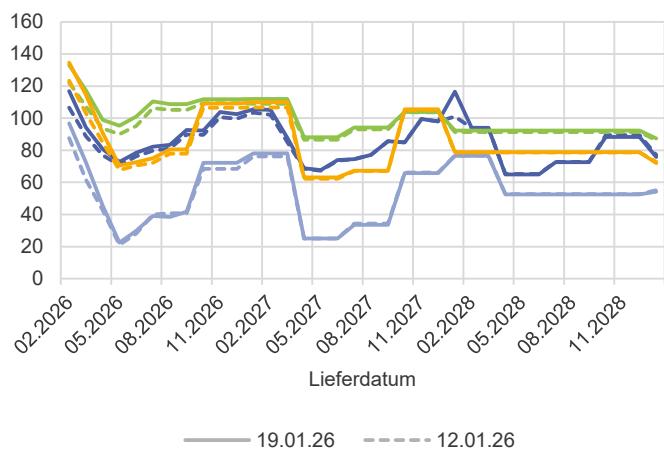
Aktivierungskosten Regelenergie

Mio.EUR	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
SRE	1.57	0.53	-1.0	-66%
TRE	6.67	0.67	-6.0	-90%

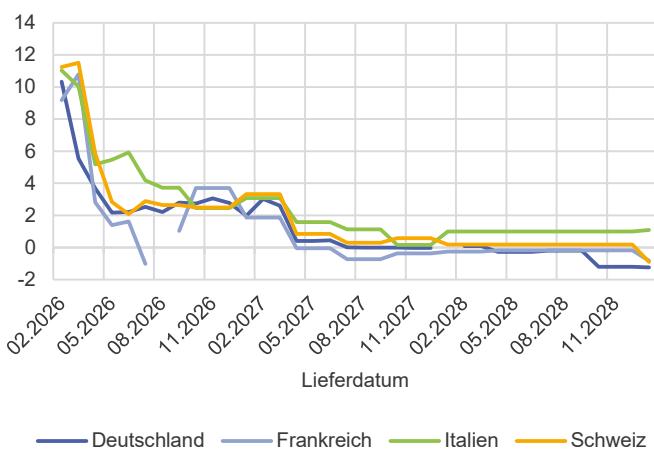
# Marktbericht vom 20.01.2026 / Rapport de marché du 20.01.2026

## Termin - Forward Curves und erweiterte Analyse

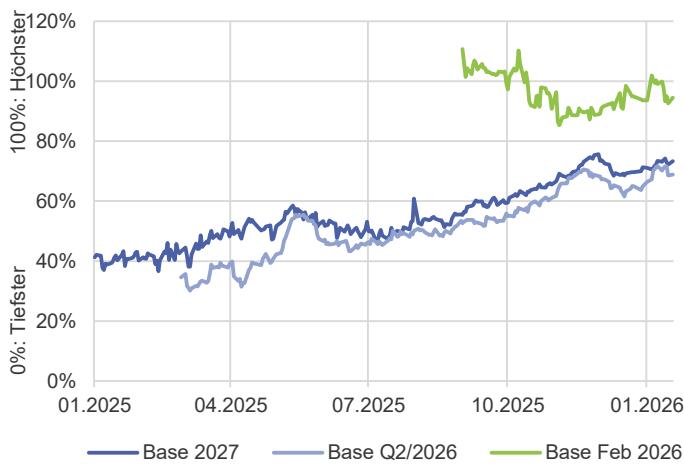
Forward Curve Elektrizität [EUR/MWh]



Wochenbewegung Forward Curve [EUR/MWh]



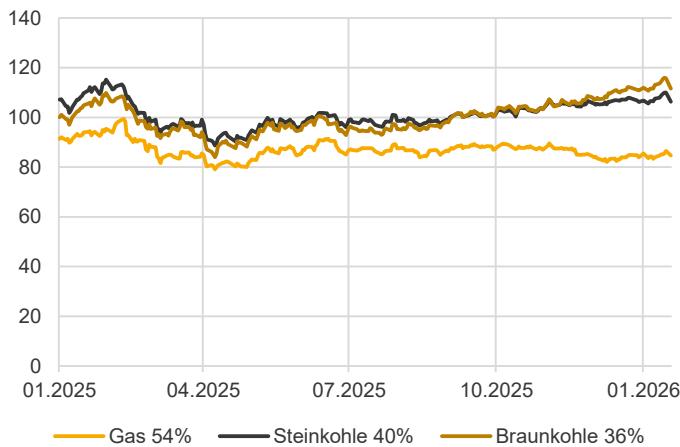
Position Schweiz im Preisband der Nachbarländer



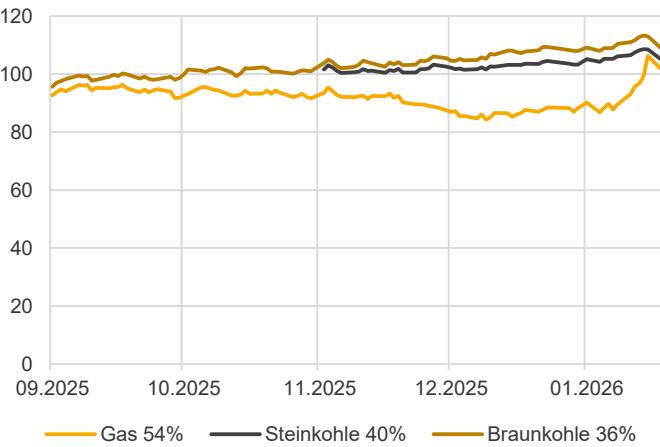
Preis Deutschland relativ zu Grenzkosten eines effizienten Gaskraftwerks



Grenzkosten 2027 [EUR/MWh]



Grenzkosten Feb 2026 [EUR/MWh]



Grenzkosten Frontjahr

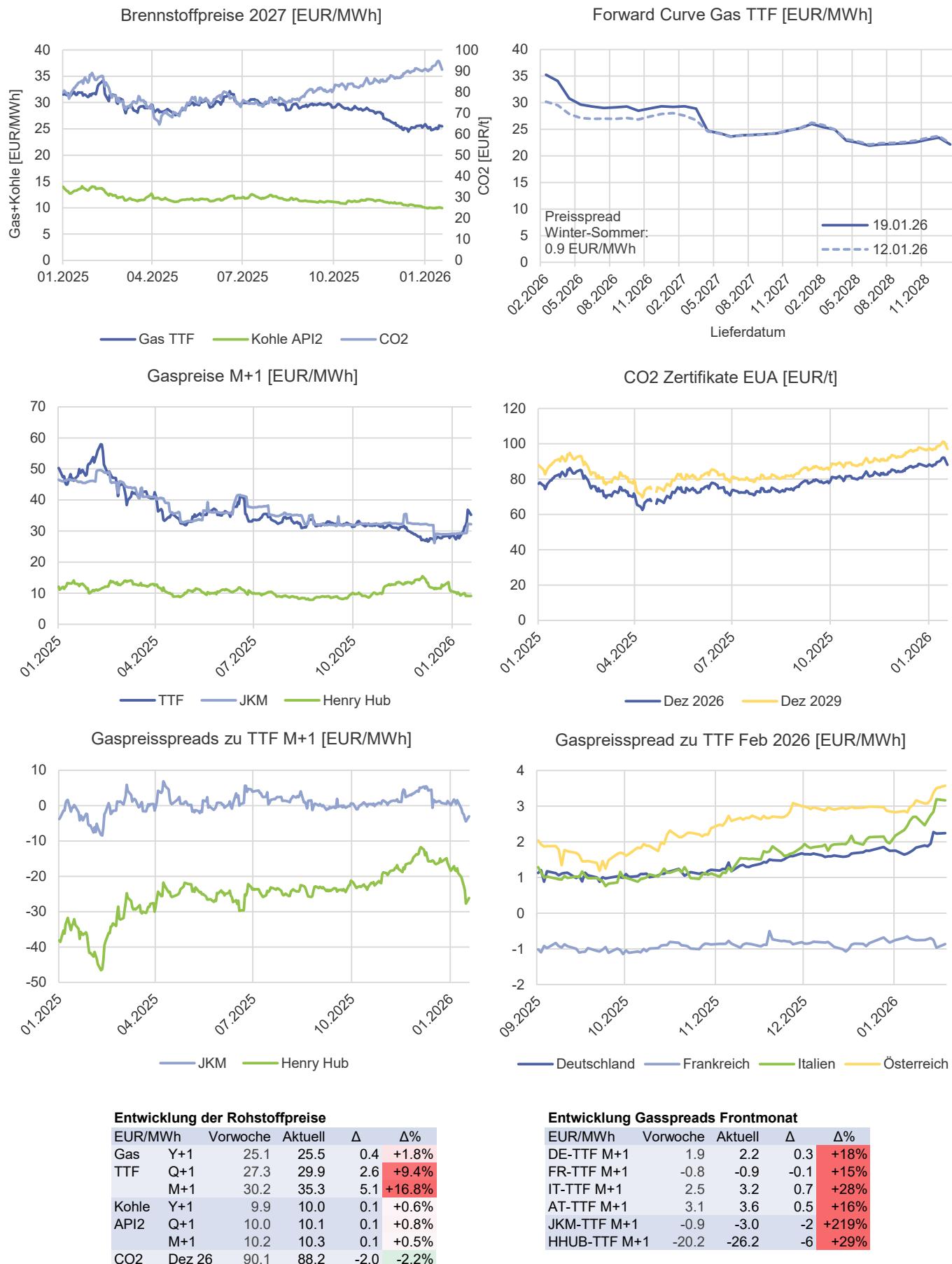
EUR/MWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Gas 54%	84.63	84.64	0.0	+0.0%
Steinkohle 40%	107.90	106.36	-1.5	-1.4%
Braunkohle 36%	113.69	111.59	-2.1	-1.8%

Grenzkosten Frontmonat

EUR/MWh	Vorwoche	Aktuell	Δ	Δ%
Gas 54%	93.12	101.71	8.6	+9.2%
Steinkohle 40%	106.54	105.01	-1.5	-1.4%
Braunkohle 36%	111.01	108.95	-2.1	-1.9%

# Marktbericht vom 20.01.2026 / Rapport de marché du 20.01.2026

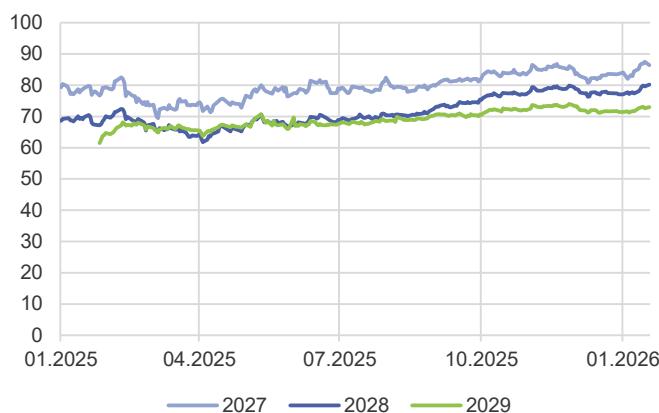
## Terminpreise - Commodities



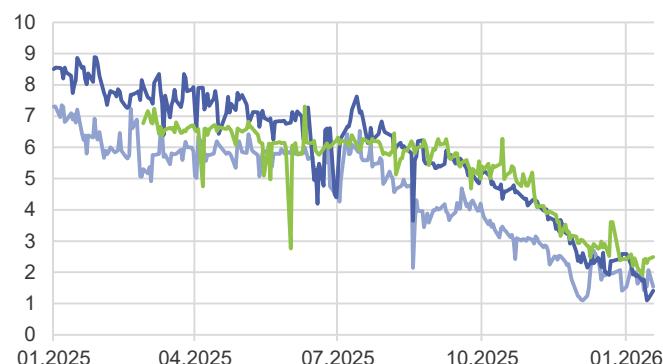
# Marktbericht vom 20.01.2026 / Rapport de marché du 20.01.2026

## Terminpreise - Jahresprodukte

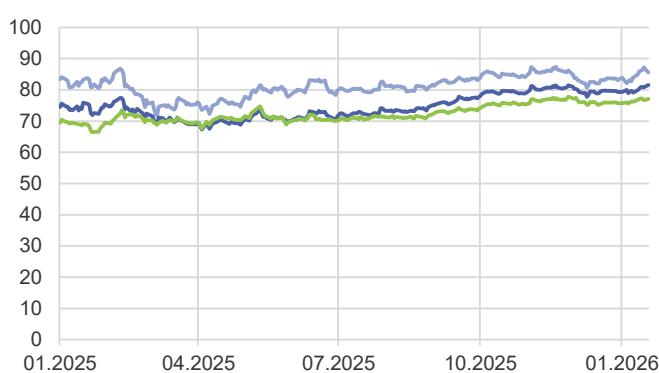
Base **Schweiz** [EUR/MWh]



Peak-Base Spread [EUR/MWh]



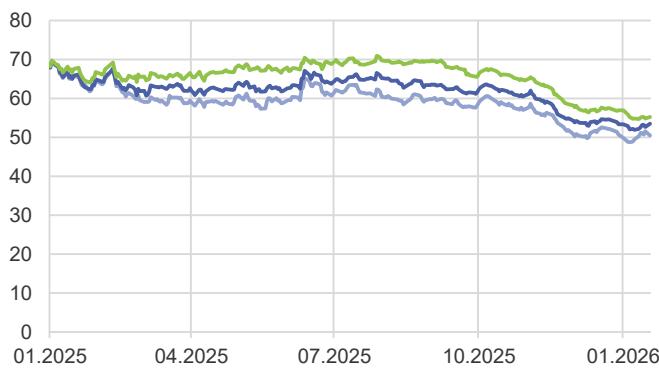
Base **Deutschland** [EUR/MWh]



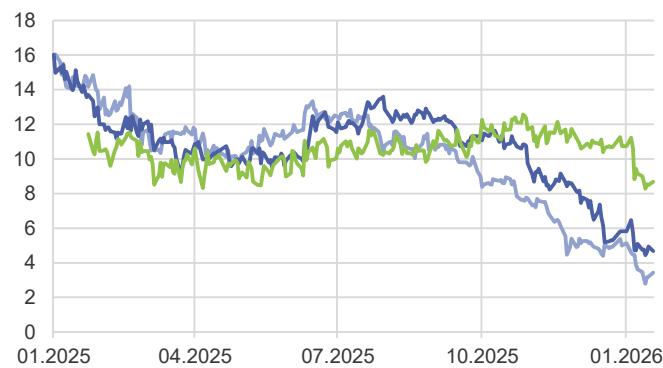
Peak-Base Spread [EUR/MWh]



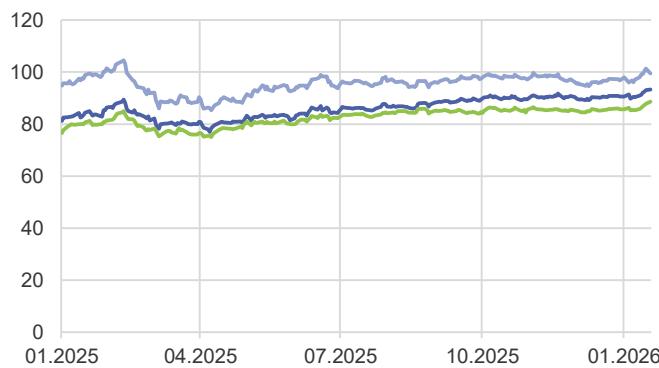
Base **Frankreich** [EUR/MWh]



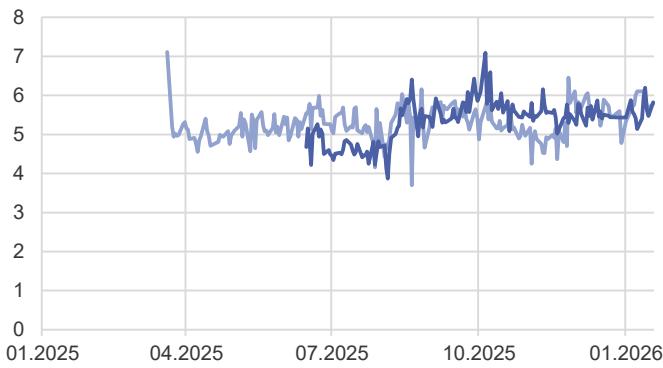
Peak-Base Spread [EUR/MWh]



Base **Italien** [EUR/MWh]

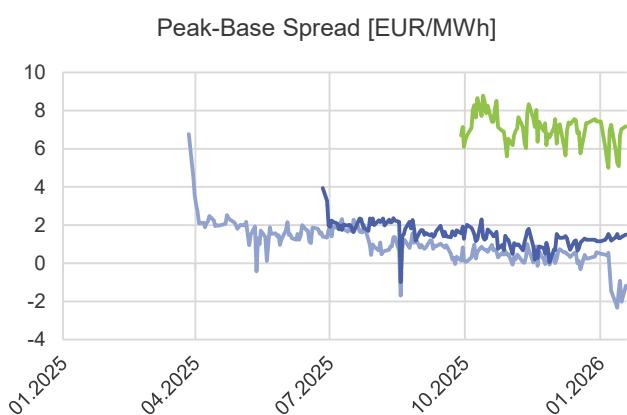
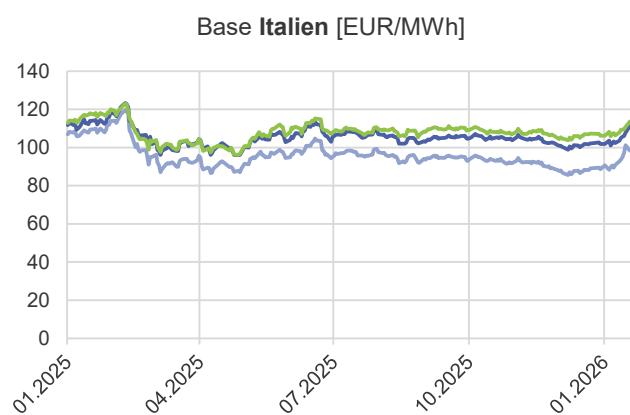
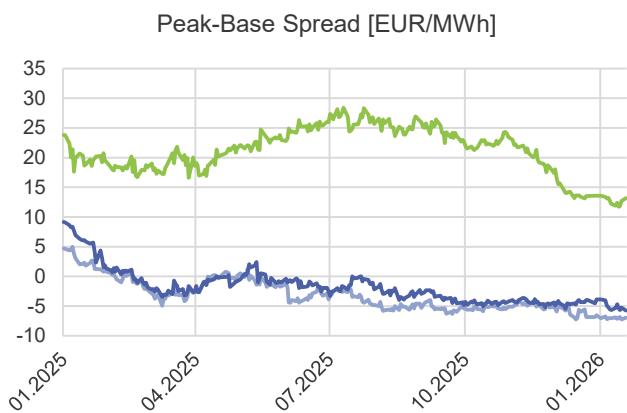
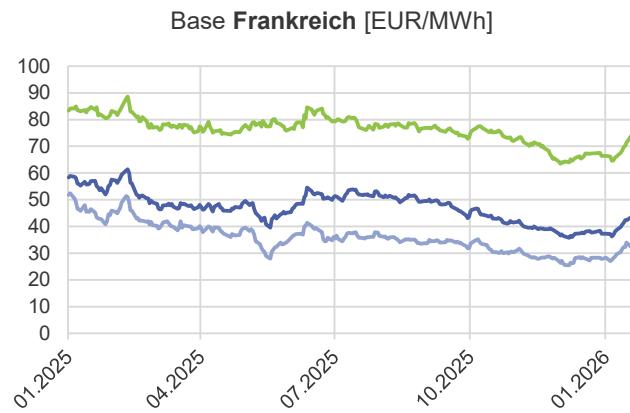
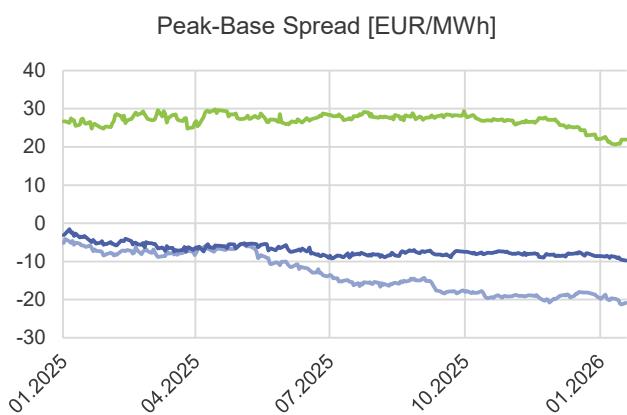
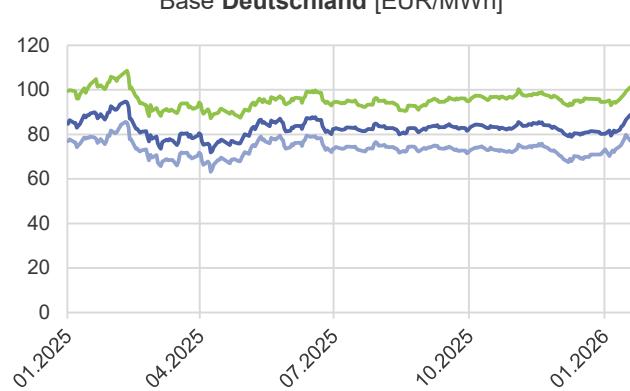
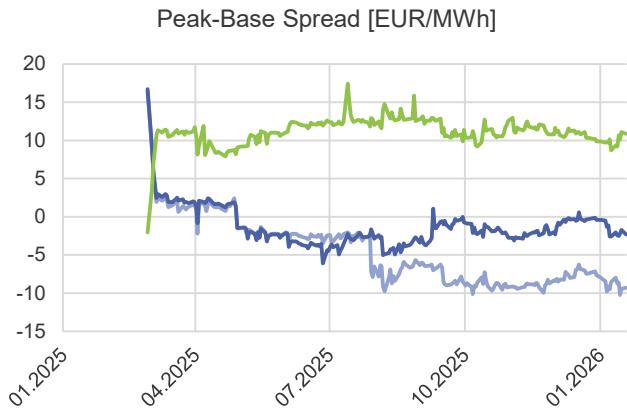
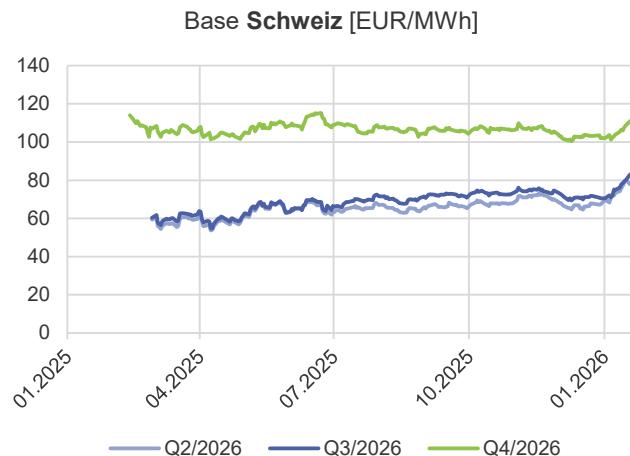


Peak-Base Spread [EUR/MWh]



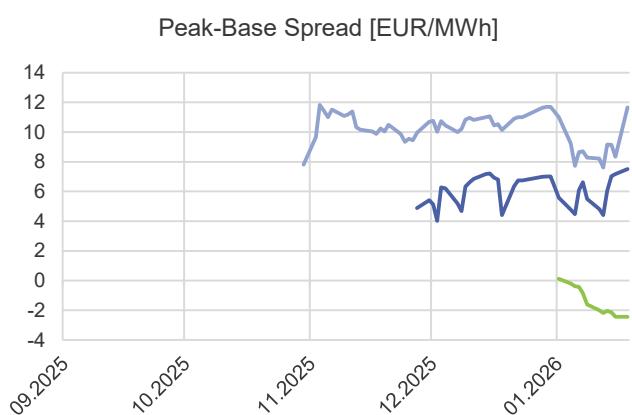
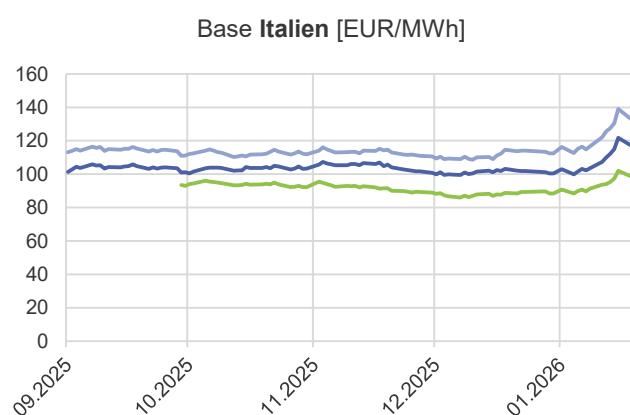
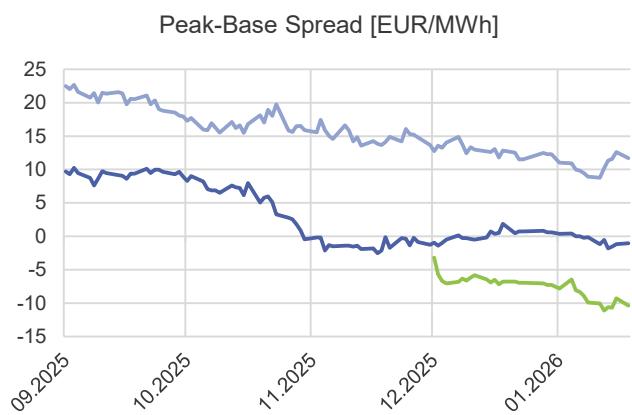
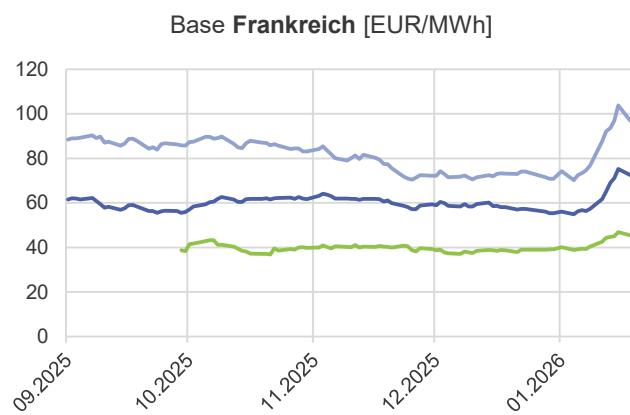
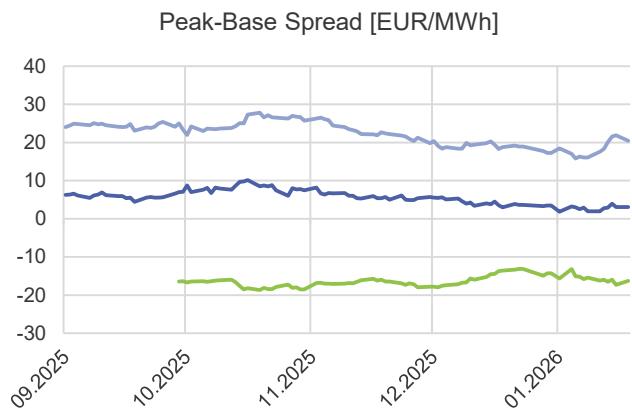
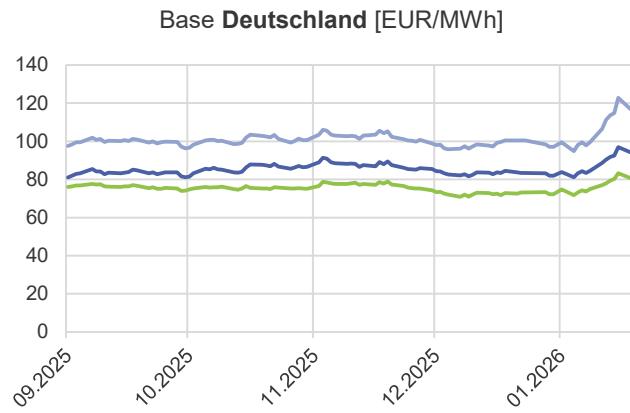
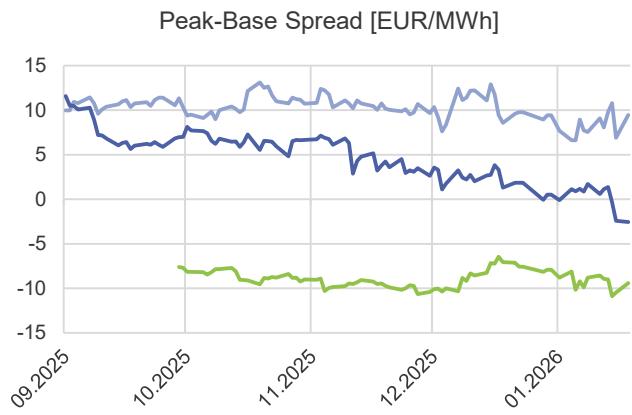
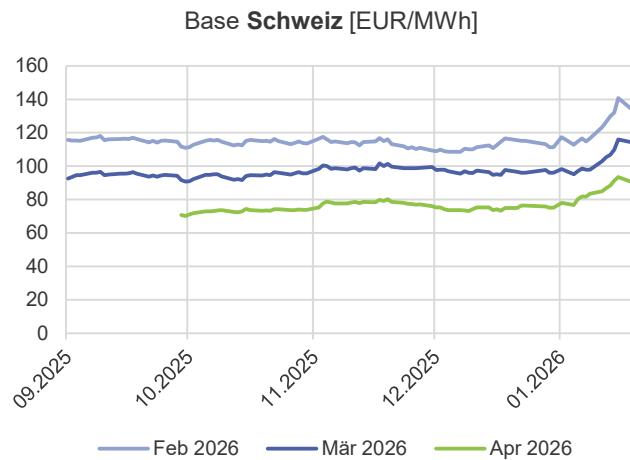
# Marktbericht vom 20.01.2026 / Rapport de marché du 20.01.2026

## Terminpreise - Quartalsprodukte



# Marktbericht vom 20.01.2026 / Rapport de marché du 20.01.2026

## Termin - Monatsprodukte



# Marktbericht vom 20.01.2026 / Rapport de marché du 20.01.2026

## 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: Grenzpreis=(Brennstoffpreis+Emissionsfaktor*CO2_Preis)/Effizienz_HHV+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.