

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Die zuletzt befürchteten Sommerrisiken für den Strommarkt haben sich spürbar reduziert. Die asiatische LNG-Nachfrage bleibt schwach, infolgedessen sinken die LNG-Preise in Asien. Für den deutschen Strommarkt werden bis Ende Juli keine deutlichen Preisausreißer über 200 Euro/MWh erwartet; häufiger werden sogar negative Strompreise prognostiziert. Die Wetterentwicklungen, insbesondere die Temperaturen, bleiben jedoch schwer einschätzbar, auch wenn es derzeit nach Entspannung aussieht. Eine Unsicherheit bleibt zudem beim Gasspeicher Rehden: Sollten keine neuen Kapazitäten versteigert werden, könnte dies über den THE zu verstärktem Kaufdruck am Gas-Spotmarkt führen und die Strompreise wieder bullish beeinflussen.

Insgesamt wird weiter auf Preisrücksetzer als Kaufgelegenheit gesetzt („Buy-the-Dip“), und die Price-Floors für Strom Cal 26 Base (81 Euro/MWh) und Strom Cal 27 Base (neu: 72,50 Euro/MWh) bleiben aktiviert.

Beschaffungstelegramm Cal 26: 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 2 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 13.06.2025 +++ letzter Fixierungspreis: 92,57 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 93,02 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 85,11 €/MWh (Schlusskurs 21.07.2025) +++ aktuelle Hedge-Quote 86 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

Save the date:
Review-Meeting
Q2 25 am
29.07.2025 um
11:30 Uhr

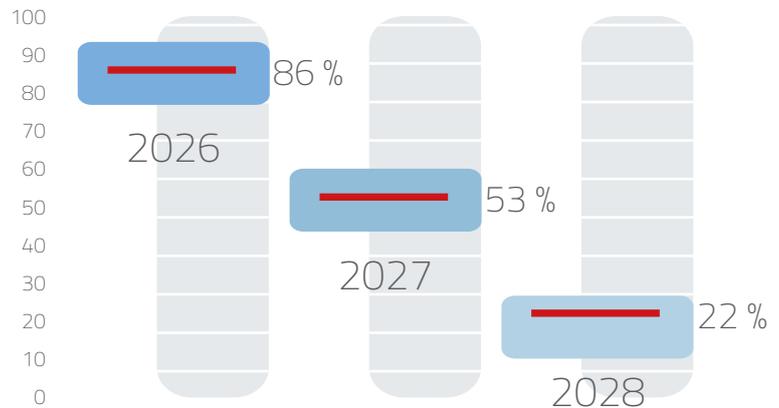
Inhalt

1. Markteinschätzung	02
2. Marktentwicklung	04
3. Aktuelles Beschaffungsportfolio	05
4. Taktische Allokation	06
5. Lieferjahr 2026 im Detail	07
6. Lieferjahr 2027 im Detail	09
7. Lieferjahr 2028 im Detail	11
8. Beschaffungshistorie	13
9. Anhang & Charts	14
10. Erläuterung	24
11. Impressum & Disclaimer	25

Hedge-Situation

In dieser Darstellung sind für die kommenden Lieferjahre die aktuelle Hedge-Situation, sowie die Minimum- und Maximumquoten aus dem Hedge-Kanal ersichtlich.

Aktuelle Hedge-Quoten



Markteinschätzung (1/2)

Konjunktur: Vom 15. bis 18. Juli die elf von uns betrachteten US-Konjunkturdaten (wichtige Daten aus anderen Ländern wurden in den letzten drei Tagen nicht veröffentlicht) fast allesamt positiv überrascht. Dies galt zum Beispiel für den US-Einzelhandelsumsatz für Juni (Ist: plus 0,6 Prozent ggü. Vormonat; erwartet: plus 0,1 Prozent) und das Stimmungsbarometer des Verarbeitenden Gewerbes aus der Region Philadelphia für Juli (Ist: plus 15,9 Punkte; erwartet: minus 1,0 Punkte).

In der vergangenen Woche wurden zahlreiche Daten zur chinesischen Volkswirtschaft veröffentlicht: Zwar expandierte das reale BIP im zweiten Quartal um 5,2 Prozent ggü. Vorjahr (erwartet: plus 5,1 Prozent) und die Industrieproduktion stieg im Juni um 6,8 Prozent ggü. Vorjahr überraschend kräftig (Konsens: plus 5,6 Prozent). Dagegen enttäuschten die Einzelhandelsumsätze sowie die Sachanlageinvestitionen und die Arbeitslosenquote blieb hoch. Absolut betrachtet hat sich damit an der grundsätzlichen wirtschaftlichen Gesamtkonstellation Chinas trotz massiver fiskalischer und geldpolitischer Unterstützung bislang wenig verbessert.

Bundeskanzler Friedrich Merz rechnet nach dem Treffen mit Wirtschaftsvertretern mit mehr Investitionen. „Wir stehen hier vor einer der größten Investitionsinitiativen, die wir in Deutschland in den letzten Jahrzehnten gesehen haben“,

sagte Friedrich Merz gestern in Berlin. Die Initiative "Made for Germany", die von 61 Unternehmen gegründet wurde, hat Investitionen in Höhe von 631 Milliarden Euro bis zum Jahr 2028 angekündigt. Dieser Konjunkturbooster kann sich bullish auf die Strom- und Gasterminkurve sowie auf die EUAs auswirken. Schon jetzt zeigt das Strom Cal 27 Base seit April eine relative Stärke gegenüber den anderen Strom Base Frontjahren.

Fundamental: Bearish wirken nachlassende Sommerisiken durch kühlere Temperaturen, eine höhere Windstromproduktion und die gestiegenen Rheinpegelstände bei Kaub. Die EUAs fielen am Montag auf Schlusskursbasis unter die 70-Euro-Marke, was weiteren Druck auf die Preise ausüben könnte. Entspannung gibt es zudem bei französischen AKWs, am Kohle- und LNG-Markt sowie durch eine auskömmliche norwegische Gasproduktion. Insgesamt bleibt das Marktumfeld damit fundamental entspannt, kurzfristige technische Gegenbewegungen sind aber möglich. Bullish wirken hingegen der angekündigte Investitionsschub durch die Initiative „Made for Germany“ (631 Mrd. Euro bis 2028) und neue Allzeithochs an den US-Börsen. Zudem könnten neue britische Sanktionen gegen Russlands Schattenflotte und Sorgen um den Gasspeicher Rehden für Kaufinteresse sorgen.

Charttechnik (siehe ab Seite 15):

Das **Strom Cal 26 Base** hat die von uns in unserer letzten Analyse erwartete technische Gegenbewegung durchlaufen. In der Spitze ging es hinauf bis auf 87,74 Euro/MWh, danach setzen sich wieder die Strombären durch. Derzeit befindet sich der Strom-Future auf der massiven grünen Supportzone zwischen 85,5-84,96 Euro/MWh, die eine starke Unterstützung darstellt. Fällt der Kurs unter dieses Level wird ein neuer Abwärtstrend bestätigt und ein charttechnisches Verkaufssignal generiert. Preisabgaben Richtung 80 Euro/MWh sind denkbar. Das letzte Verlaufshoch bei 87,74 Euro/MWh stellt nun einen entscheidenden Widerstand dar. Steigen die Kurse darüber an, könnten weitere Preiszuwächse bis an die 90-Euro-Marke folgen. Fazit: Es bestehen Chancen für die Ausbildung eines neuen Abwärtstrends, so dass die 80-Euro-Marke wieder in greifbare Nähe rücken könnte. Wir behalten den Buy-Trigger bei 81 Euro/MWh.

(Fortsetzung nächste Seite)

Strom- markt

In dieser Darstellung wird die Preisentwicklung der letzten 52 Wochen für die drei Frontjahre Base dargestellt.

2026
2027
2028

Preisentwicklung (Base)

€/MWh



Markt- einschätzung (2/2)

Das **Strom Cal 27 Base** hat nach dem Rutsch unter den grün gestrichelten Aufwärtstrend eine Korrektur bis an die 200-Tage-Linie (EMA) bei derzeit 78,66 Euro/MWh vollzogen. Dabei wurde ein höheres Verlaufstief bei 78,39 Euro/MWh ausgebildet und der Kurs befindet sich im Gegensatz zum Strom Cal 26 Base weiter oberhalb der langfristigen 200-Tage Glättung. Trotz Trendlinienbruch ist der Aufwärtstrend aufgrund des höheren Hochs und der Kurs-Positionierung oberhalb der 200-Tage-Linie bullischer einzuschätzen als beim Strom Cal 26 Base. Auch im indexierten Chart auf Seite 17 kann nachvollzogen werden, dass das Strom Cal 27 Base eine relative Stärke zu den übrigen Base Frontjahren zeigt. Weiterhin befindet sich ein erster Support auf der 200-Tage-Linie bei 78,66 Euro/MWh. Fällt die Notierung weiter zurück, besteht die Chance auf Ausbildung einer oberen Umkehr in Form einer Schulter-Kopf-Schulter-Formation (SKS). Die Nackenlinie verläuft aktuell bei 78,7 Euro/MWh. Des Weiteren ist die Polaritätswechselzone bei 77,80-77,47 Euro/MWh von hoher charttechnischer Relevanz. Um weitere Preisnachlässe zu erwirken, muss diese Zone unterschritten werden. Dies hätte aus charttechnischer Sicht einen bearishen Impact auf das weitere Preisgeschehen. Fazit: Die SKS-Formation könnte weitere Preisnachlässe zur Folge haben.

Auch das **Strom Cal 28 Base** befindet sich weiterhin oberhalb seiner 200-Tagelinie bei 71,70 Euro/MWh., konsolidiert allerdings zuletzt volatil seitwärts. Auf der einen

Seite sind nach wie vor höhere Tiefs erkennbar, allerdings fehlen die höheren Hochs, um einen intakten Aufwärtstrend zu begründen. Oberseitig sind sogar fallende Hochs ersichtlich, womit eine rote fallende Trendgerade in den Chart eingezeichnet werden kann. Die Konsolidierung innerhalb dieser beiden Trendgeraden führt zu einer neutralen charttechnischen Einschätzung. Sollte der Kurs in den nächsten Tagen unter die massive Supportzone zwischen 70,45-69,91 Euro/MWh fallen, düstert sich das Chartbild erheblich ein. Ein Wiedersehen mit dem Apriltief bei 67,28 Euro/MWh könnte die Folge sein. Ein Preisanstieg über 73,88 Euro/MWh würde den Aufwärtstrend weiter fortsetzen. Fazit: Das Strom Cal 28 Base ist zwischen zwei Trendgeraden eingeklemmt und befindet sich in einer Konsolidierungsphase, von daher charttechnisch neutral.

Portfolioausrichtung: In unserer letzten Portfolioausrichtung schrieben wir, dass die weitere Preisentwicklung am Strommarkt insbesondere davon abhängen dürfte, wie stark die Nachfrage in Asien über den Sommer anzieht und ob die sommerlichen Temperaturen in Europa mit einer geringeren Windproduktion einhergehen und es längere Hitzeblauten geben wird. Mittlerweile kann hier vorsichtig Entwarnung gegeben werden, denn die Sommerrisiken haben sich immer weiter reduziert. Die asiatischen LNG-Preise fallen Anfang dieser Woche auf 12 USD/mmbtu, da eine schwache Nachfrage insbesondere aus China (Lieferungen über Pipeline-Gas von Russland steigen an) und weiterhin

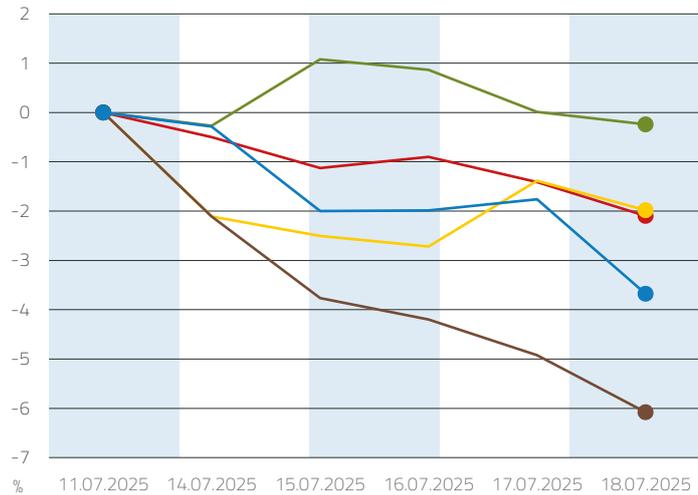
hohe Lagerbestände dominieren. Auch sind in den Spotpreisprognosen für Strom Deutschland keine häufigen oder höheren Preisausreißer > 200 Euro/MWh bis Ende Juli erkennbar. Negative Preise dürfte es hingegen öfters geben. Die Temperaturen bleiben in den nächsten Wochen aber dennoch ein schwer prognostizierbarer Faktor, auch wenn derzeit die Fundamentaldaten für weiter fallende Strompreise sprechen. Derweil bereitet auch der Gasspeicher in Rehden weiterhin Grund zur Sorge. Der leere Gasspeicher könnte irgendwann den THE auf den Plan rufen, der schlussendlich doch damit beauftragt wird, Gasmengen am Spotmarkt kaufen zu müssen, auch wenn es unwirtschaftlich ist. Dies würde Kaufdruck am Gas-Spotmarkt verursachen und kann sich bullisch auf Strom auswirken. Somit verbleiben Risiken und damit ist neben einer kontinuierlichen Beschaffungsstrategie ein konsequentes Stoppmanagement gefragt. Wir wollen weiterhin Preisrücksetzer als Kaufgelegenheit nutzen („Buy-the-Dip“) und lassen für die August-Tranche unsere Price-Floors in den Lieferjahren 2026 und 2027 aktiviert. Die August-Tranche sichern wir zu folgenden Preisen: Strom Cal 26 Base bei 81,00 Euro/MWh, Strom Cal 27 Base passen wir nach unten an auf 72,50 Euro/MWh. Für das Lieferjahr 2028 wurde unser Price-Floor bereits in der KW 27 bei 71,85 Euro/MWh ausgelöst. Auf diesem Preisniveau steht der Future aktuell.

Markt- entwicklung

In dieser Darstellung wird die Veränderung in der Vorwoche der Energiemärkte in prozentualen Werten abgebildet.

- Strom
- CO₂
- Gas
- Kohle
- Brent

Energiemarktentwicklung
KW 30



Markt- rückblick

Die von uns betrachteten Rohstoffe zeigten bis auf die EUAs, die mehr oder weniger auf der Stelle traten, insbesondere wegen der anhaltenden Unsicherheit über den Fortgang der US-Zollpolitik in der KW 29 eine schwache Wochentendenz, was nicht zuletzt in spürbaren Preisrückgängen am Freitag zum Ausdruck kam. Am stärksten traf es ausgerechnet die API#2 Steinkohle Cal 26, die sich in der Vorwoche noch sehr robust präsentierte. Dieses Mal gab es einen Abschlag in Höhe von 6,1 Prozent auf 110,01 USD/t im Settlement zu bestaunen. Ähnlich kräftig rutschte der Frontmonat von TTF Erdgas ab und zwar um 5,3 Prozent, während es der 2026er-Kontrakt auf ein Minus von 3,7 Prozent brachte. Der Strom Cal 26 Base wiederum kam, dank der stabilen EUAs, mit minus 2,1 Prozent auf

85,90 Euro/MWh. In den USA wiederum ist der Preis für Henry Hub hitzebedingt um 7,7 Prozent angestiegen, während der LNG Japan/Korea Marker um 8,5 Prozent auf 12,0 USD/MMBtu sank.

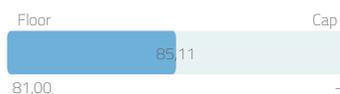
Wie ist nun die hiesige schwache Entwicklung in der letzten Woche zu erklären? An Norwegen lag es zunächst jedenfalls nicht, dass Erdgas TTF fiel. Während der Woche wurde vor allem das kurze Ende durch den Ausfall der Gasanlage Nyhamna gestützt, der noch dazu wie erwartet um einen Tag verlängert wurde und zwar auf den 18. Juli 6 Uhr. Zudem konnten weitere Verlängerungen des Ausfalls nicht ausgeschlossen werden. Hinzu kam ein ungeplanter Ausfall bei Kollsnes, der allerdings ebenfalls nur kurz

andauern sollte. Mit Nyhamna und Kollsnes wurden damit für den Spotmarkt durchaus relevante Mengen von in Summe 101 Mio. Kubikmeter/Tag entzogen. Beide Anlagen meldeten als Grund Stromausfälle, womit der Ausfall „eigentlich“ keine Wochen andauern sollte. Am Freitag dann wirkte die Rückkehr der Gasanlagen Nyhamna und Kollsnes auf den Gasspotmarkt bearish. Dem entgegen wirkte, dass die Slowakei am Donnerstag signalisierte, ihren Widerstand gegen EU-Sanktionen aufgeben zu wollen. Die Umsetzung dieser Entscheidung war für den Freitag vorgesehen. Ziele der Sanktionen sind neben den russischen Exporten von Erdgas und Erdöl auch russische Banken und die Rüstungsindustrie.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

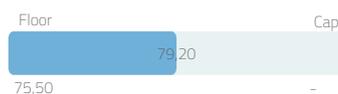
2026



Lieferjahr 2026

31 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.8. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.10. | Hedge-Quote: 86 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 93,02 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 92,88 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 81 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2027



Lieferjahr 2027

19 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.8. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.10. | Hedge-Quote: 53 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 77,69 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 77,40 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 72,5 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2028



Lieferjahr 2028

8 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.8. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.11. | Hedge-Quote: 22 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 72,25 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 71,96 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2026	31.10.2025	92,57 €/MWh	85,11 €/MWh	81,00 €/MWh	-	aktiviert
2027	31.10.2025	82,59 €/MWh	79,20 €/MWh	72,50 €/MWh	-	aktiviert
2028	30.11.2025	71,85 €/MWh	72,00 €/MWh	70,50 €/MWh	-	geschlossen

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2026	31 von 36	86 GWh	86 %	93,02 €/MWh	92,88 €/MWh	2	1	- 13.278 €
2027	19 von 36	53 GWh	53 %	77,69 €/MWh	77,40 €/MWh	2	1	- 29.028 €
2028	8 von 36	22 GWh	22 %	72,25 €/MWh	71,96 €/MWh	1	0	- 28.611 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 10.

[Link zur Deal History](#)

Allokation

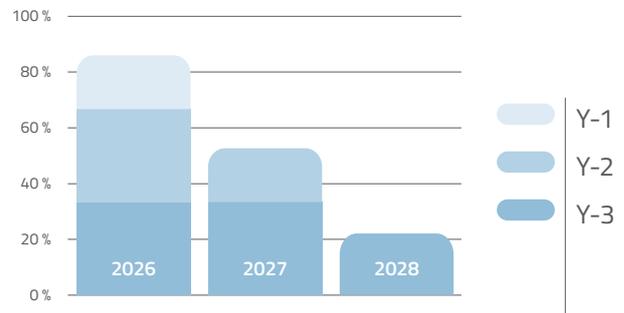
EnerChase vs. Benchmark

Die taktische Allokation im Hedge-Kanal ergibt sich aus der mittel- bis langfristigen Markterwartung. In der obersten Tabelle bzw. Grafik sind die tatsächlichen Hedge-Quoten für die drei Lieferjahre aufgeführt. In den Spalten Y-1, Y-2 und Y-3 wird die jährliche Veränderung der Hedge-Quote dargestellt (Y-1 steht beispielsweise für das letzte Jahr vor

Lieferbeginn). Die zweite Tabelle stellt die „neutralen“ Hedge-Quoten dar, die bei einem kontinuierlichen Beschaffungsvorgehen entstehen würden. Dies entspricht der Mittellinie des Hedge-Kanals. Die unterste Tabelle zeigt die Abweichungen der tatsächlichen Quoten von der Benchmark.

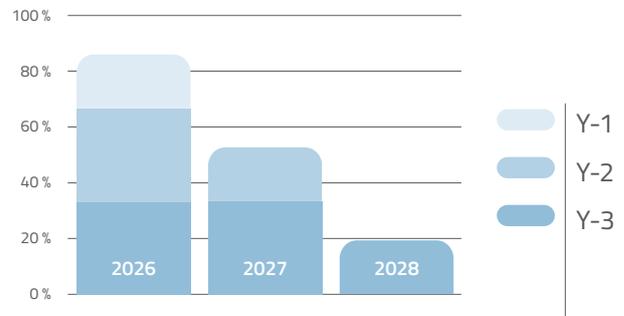
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	86 %	19 %	33 %	33 %
2027	53 %		19 %	33 %
2028	22 %			22 %



Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	86 %	19 %	33 %	33 %
2027	53 %		19 %	33 %
2028	19 %			19 %



Aktive Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	0 %	0 %	0 %	0 %
2027	0 %		0 %	0 %
2028	3 %			3 %

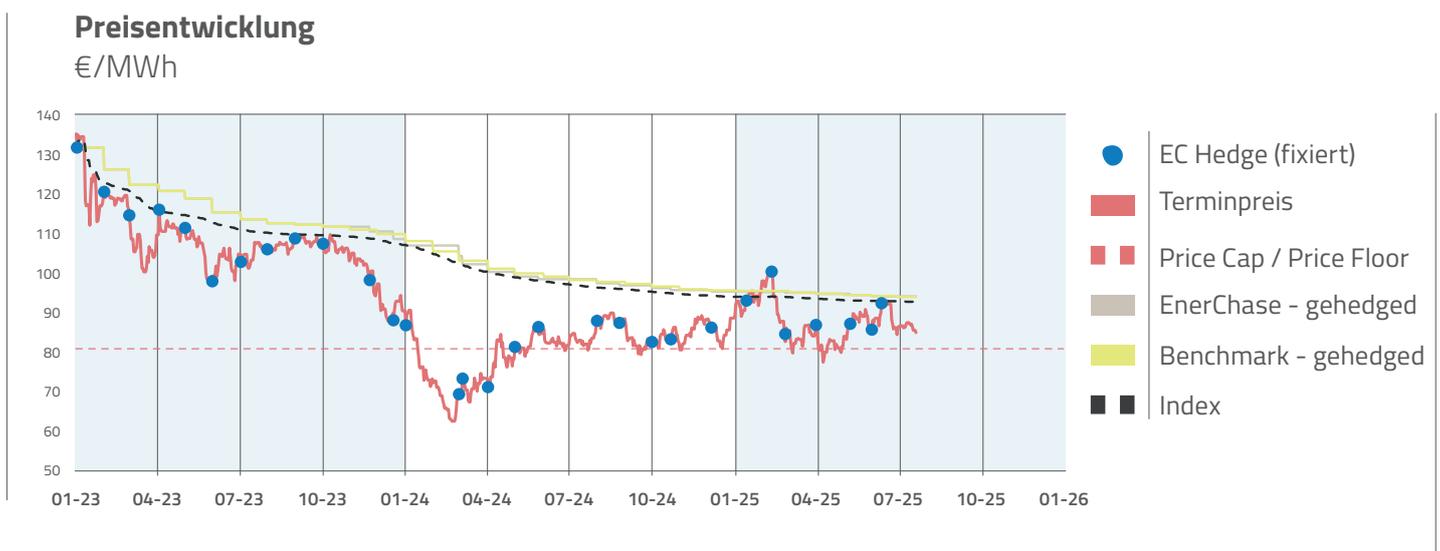
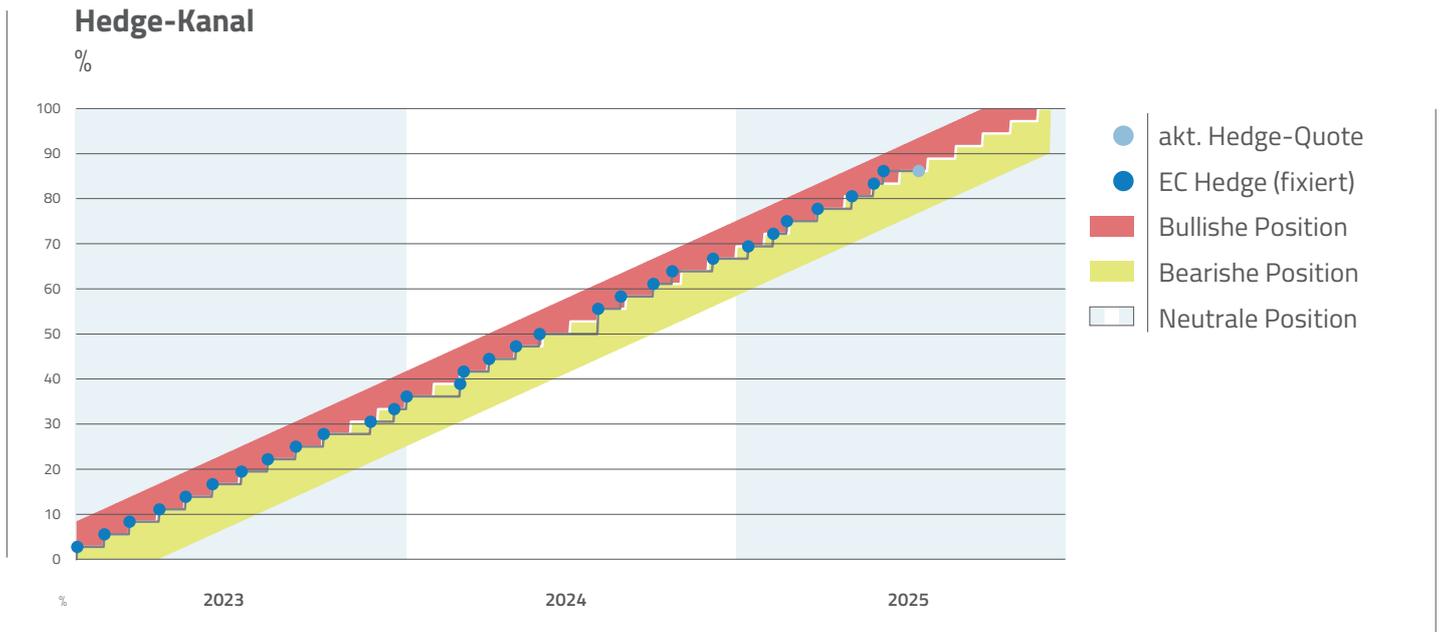


Strom

2026

Nachfolgend ist das Beschaffungsvorgehen über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die mengenmäßige Entwicklung im Hedge-Kanal. Die untere Abbildung

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2026	31 von 36	86 GWh	86 %	93,02 €/MWh	92,88 €/MWh	2	1	- 13.278 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 13.

[Link zur Deal History](#)

Profit and Loss | Value-at-Risk

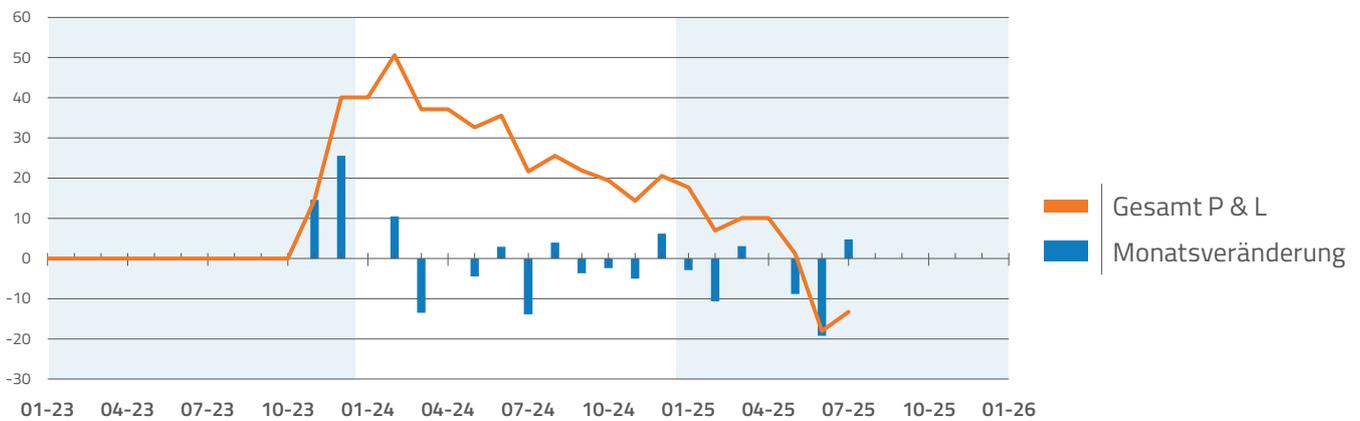
2026

Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

Die untere Abbildung zeigt die preisliche Entwicklung der Gesamtkosten und den Value-at-Risk. Zudem wird in der Tabelle der VaR der Gesamtkosten in T€ dargestellt, sowie der VaR der Kosten der offenen Position in €/MWh.

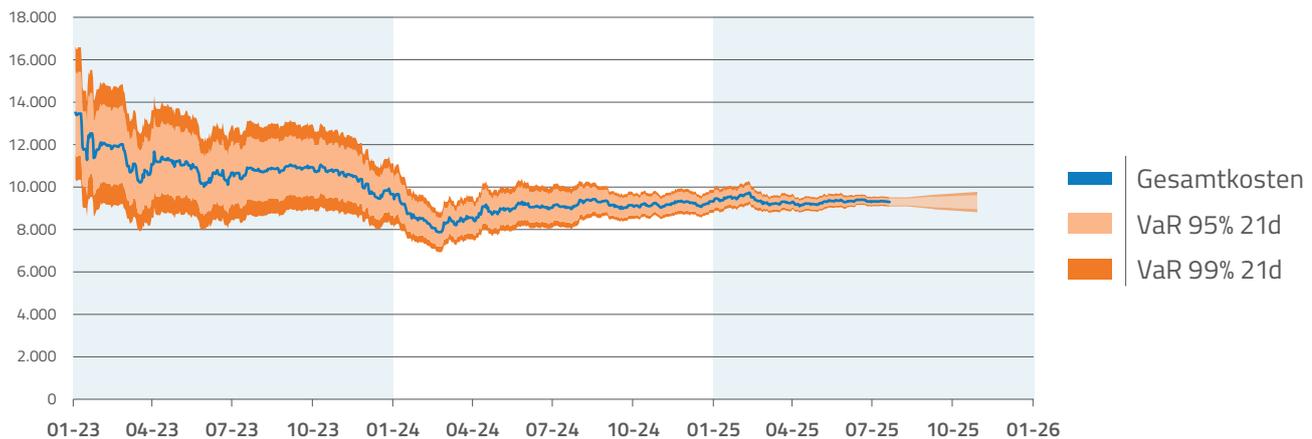
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



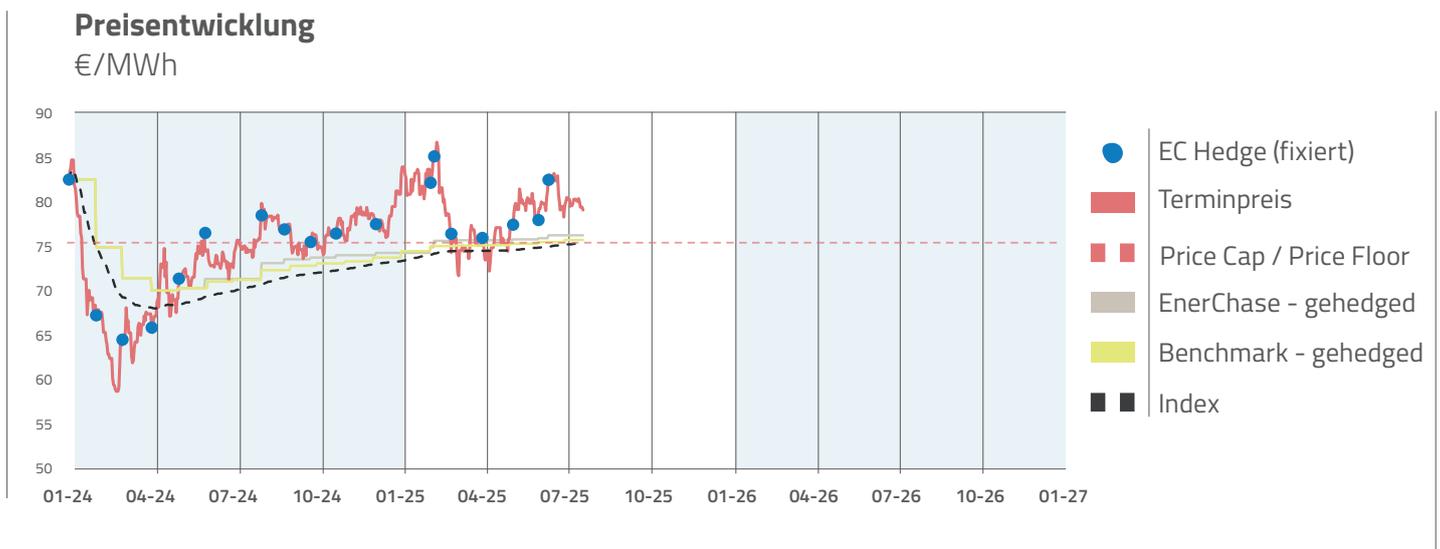
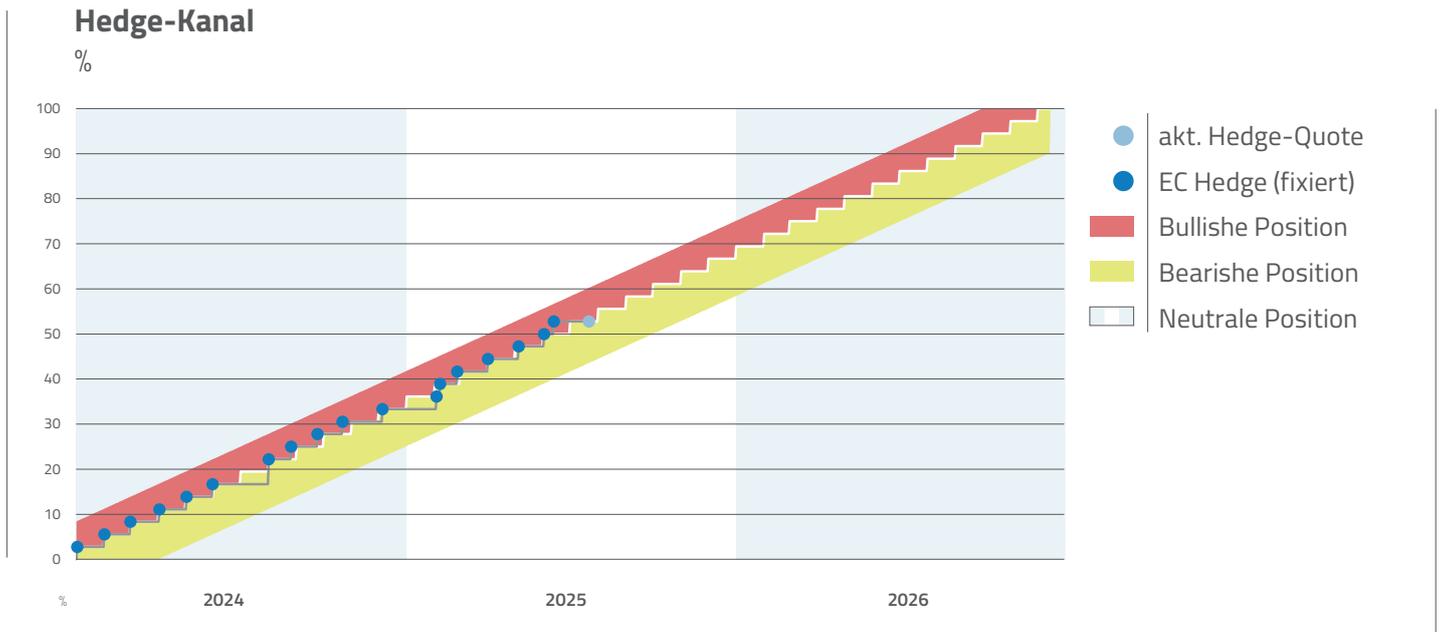
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2026	9.302 T€	- 13.278 €	9.144 - 9.460 T€ (95%) 9.082 - 9.521 T€ (99%)	9.058 - 9.545 T€ (95%) 8.963 - 9.640 T€ (99%)	8.958 - 9.646 T€ (95%) 8.823 - 9.781 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			73,75 - 96,47 €/MWh (95%) 69,32 - 100,90 €/MWh (99%)	67,58 - 102,64 €/MWh (95%) 60,74 - 109,48 €/MWh (99%)	60,33 - 109,89 €/MWh (95%) 50,64 - 119,58 €/MWh (99%)

Strom

2027

Nachfolgend ist das Beschaffungsvorgehen über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die mengenmäßige Entwicklung im Hedge-Kanal. Die untere Abbildung

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	19 von 36	53 GWh	53 %	77,69 €/MWh	77,40 €/MWh	2	1	- 29.028 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 13.

[Link zur Deal History](#)

Profit and Loss | Value-at-Risk

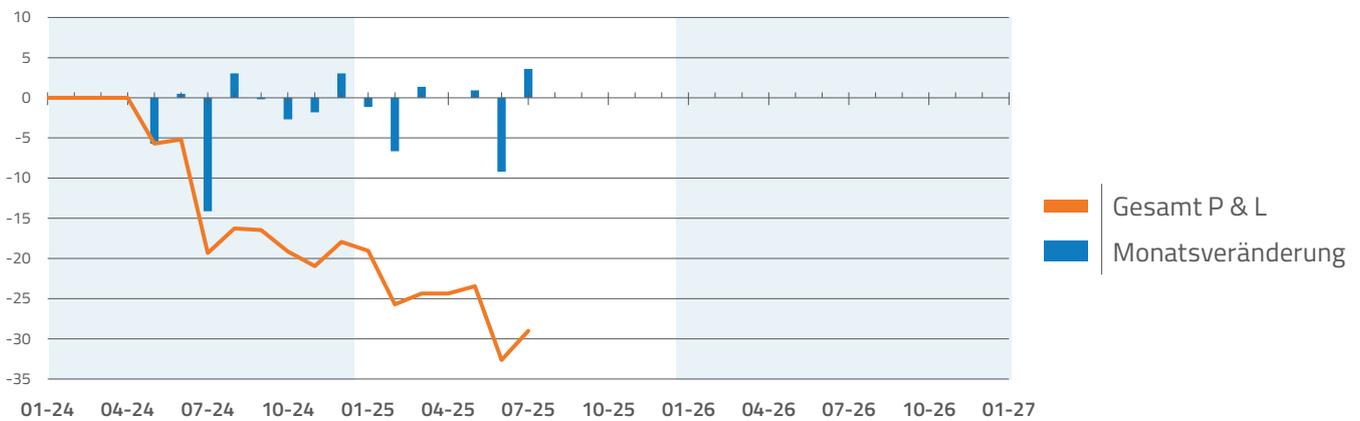
2027

Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

Die untere Abbildung zeigt die preisliche Entwicklung der Gesamtkosten und den Value-at-Risk. Zudem wird in der Tabelle der VaR der Gesamtkosten in T€ dargestellt, sowie der VaR der Kosten der offenen Position in €/MWh.

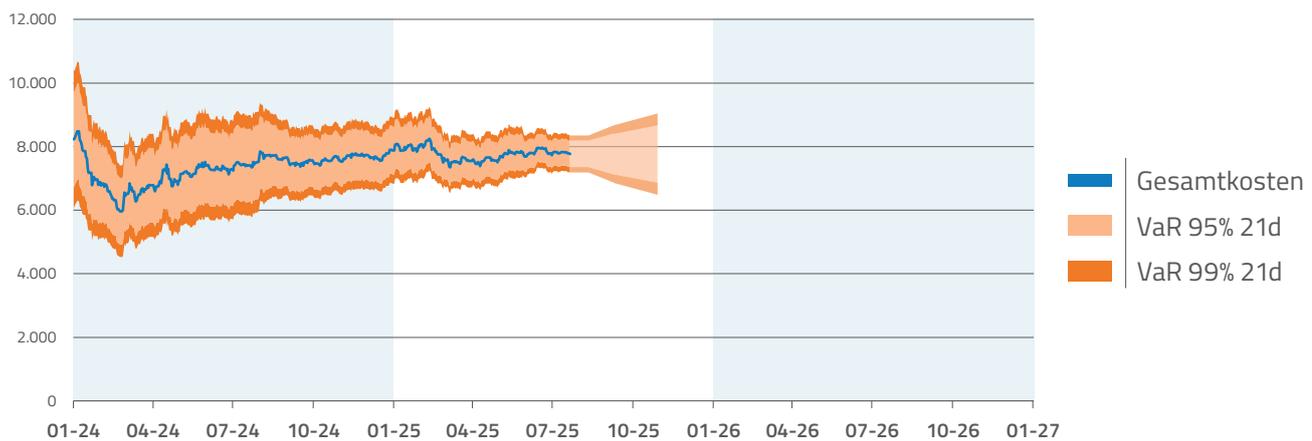
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



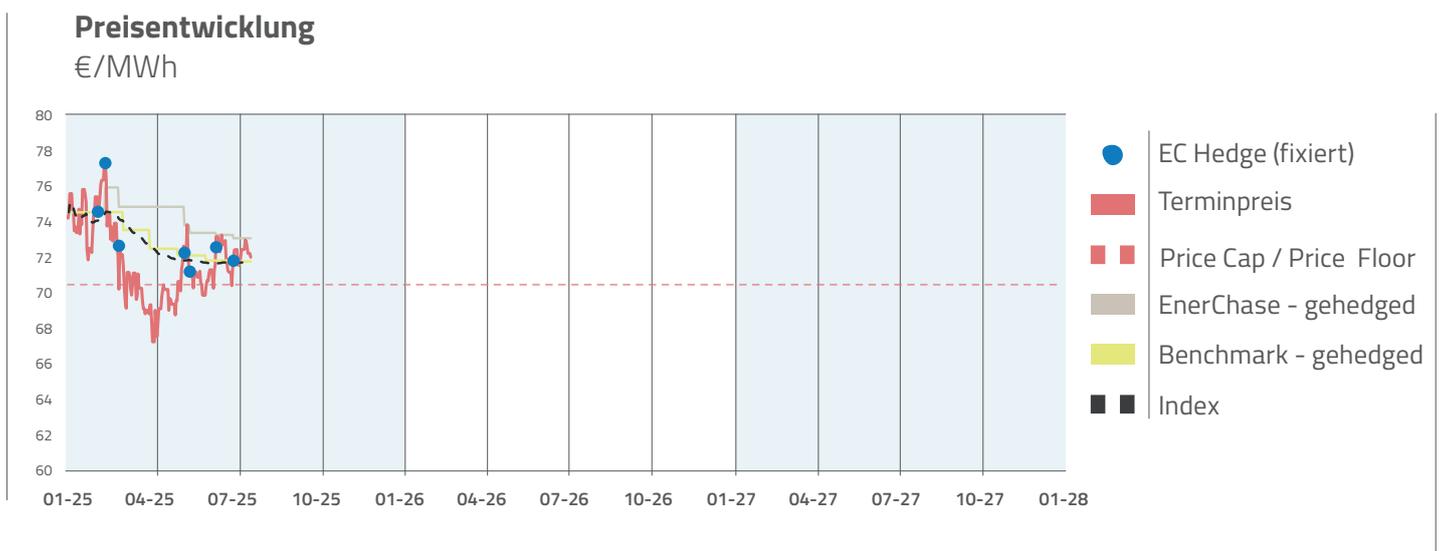
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	7.769 T€	- 29.028 €	7.352 - 8.187 T€ (95%) 7.185 - 8.353 T€ (99%)	7.125 - 8.413 T€ (95%) 6.868 - 8.670 T€ (99%)	6.859 - 8.680 T€ (95%) 6.495 - 9.043 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			70,36 - 88,04 €/MWh (95%) 66,83 - 91,57 €/MWh (99%)	65,57 - 92,83 €/MWh (95%) 60,12 - 98,28 €/MWh (99%)	59,92 - 98,48 €/MWh (95%) 52,22 - 106,18 €/MWh (99%)

Strom

2028

Nachfolgend ist das Beschaffungsvorgehen über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die mengenmäßige Entwicklung im Hedge-Kanal. Die untere Abbildung

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2028	8 von 36	22 GWh	22 %	72,25 €/MWh	71,96 €/MWh	1	0	- 28.611 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 13.

[Link zur Deal History](#)

Profit and Loss | Value-at-Risk

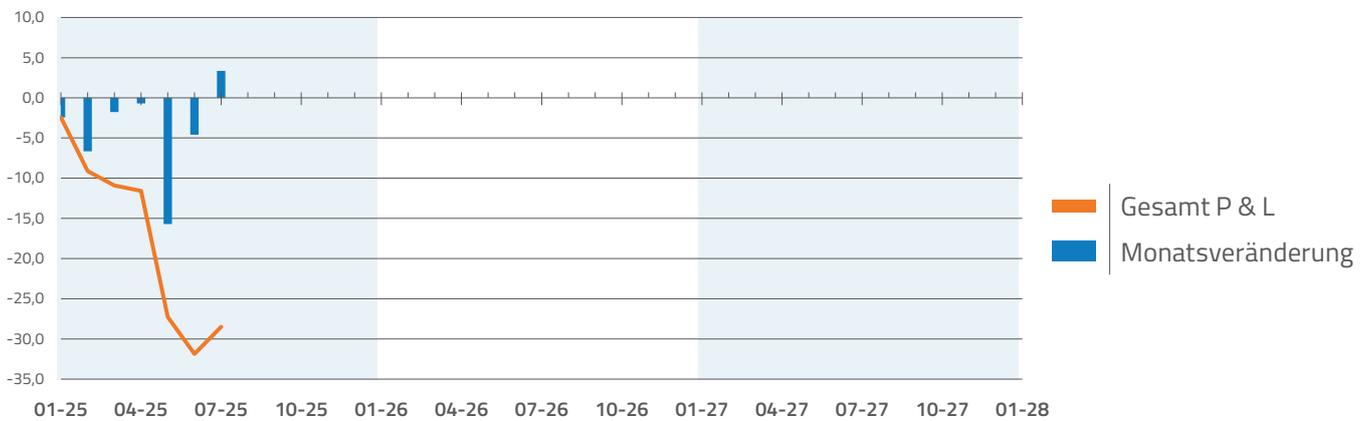
2028

Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

Die untere Abbildung zeigt die preisliche Entwicklung der Gesamtkosten und den Value-at-Risk. Zudem wird in der Tabelle der VaR der Gesamtkosten in T€ dargestellt, sowie der VaR der Kosten der offenen Position in €/MWh.

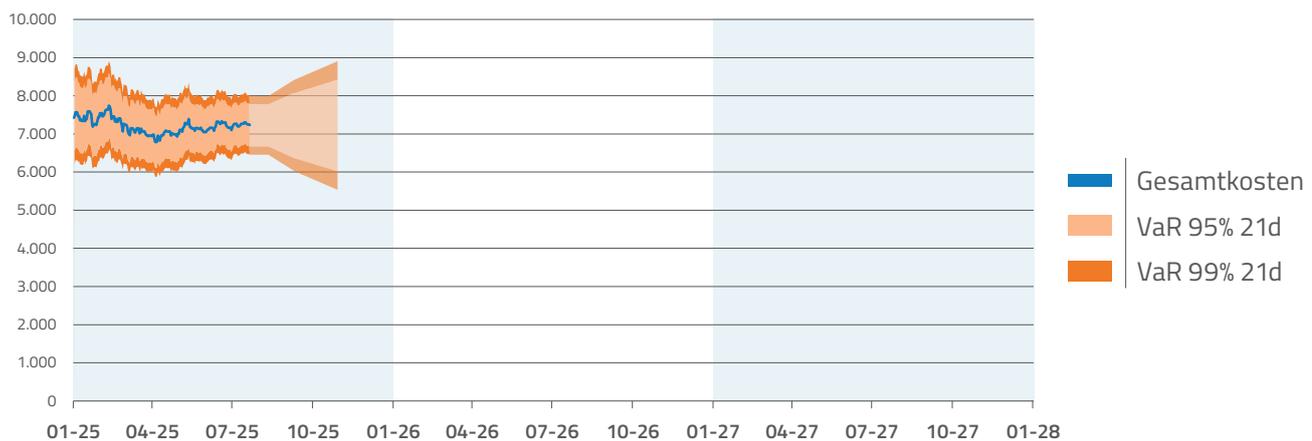
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	7.228 T€	- 28.611 €	6.670 - 7.779 T€ (95%) 6.455 - 7.995 T€ (99%)	6.369 - 8.080 T€ (95%) 6.036 - 8.413 T€ (99%)	6.015 - 8.435 T€ (95%) 5.544 - 8.905 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			64,87 - 79,13 €/MWh (95%) 62,10 - 81,90 €/MWh (99%)	61,0 - 83,0 €/MWh (95%) 56,72 - 87,28 €/MWh (99%)	56,45 - 87,55 €/MWh (95%) 50,39 - 93,61 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2026 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 93,02 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 86 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 85,11 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 9.302 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 77,69 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 53 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 79,20 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.769 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 72,25 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 22 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 72,00 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.225 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	94,29	76,34	73,12
enerchase - offene Position	85,11	79,20	72,00
enerchase - gesamt	93,02	77,69	72,25
Benchmark - gesamt	92,88	77,40	71,96
enerchase vs. BM - gesamt*	0,13	0,29	0,29
enerchase - gehedged in Y-1	90,20		
enerchase - gehedged in Y-2	82,12	79,74	
enerchase - gehedged in Y-3	108,85	74,36	73,12

*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	86,11	52,78	22,22
enerchase - offene Position	13,89	47,22	77,78
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	13,89	47,22	80,56
enerchase vs. BM - offene Position*	0,00	0,00	-2,78
enerchase - gehedged in Y-1	19,44		
enerchase - gehedged in Y-2	33,33	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	33,33	0,00

*) Negativ = EC long im Vgl. zum BM | Positiv = EC short im Vgl. zum BM

Beschaffungskosten

(in T€)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	8.120	4.029	1.625
enerchase - offene Position	1.182	3.740	5.600
enerchase - gesamt	9.302	7.769	7.225
Benchmark - gesamt	9.288	7.740	7.196
enerchase vs. BM - gesamt*	13	29	29
enerchase - gehedged in Y-1	1.754		
enerchase - gehedged in Y-2	2.737	0	
enerchase - gehedged in Y-3	3.628	2.479	0

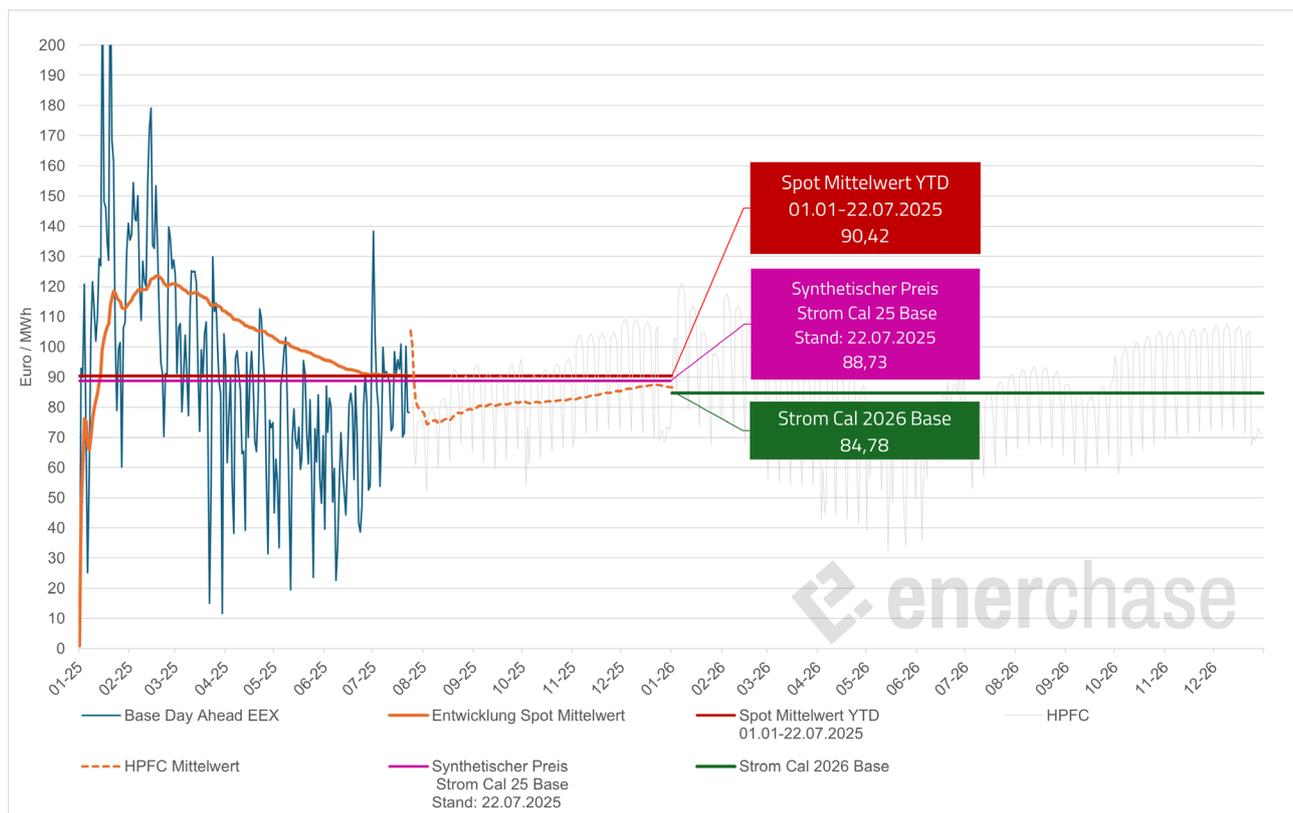
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

Indexierter Preisverlauf Strom Frontjahre Base (Startpunkt: 04.04.2025)



Synthetischer Preis Strom Cal 25

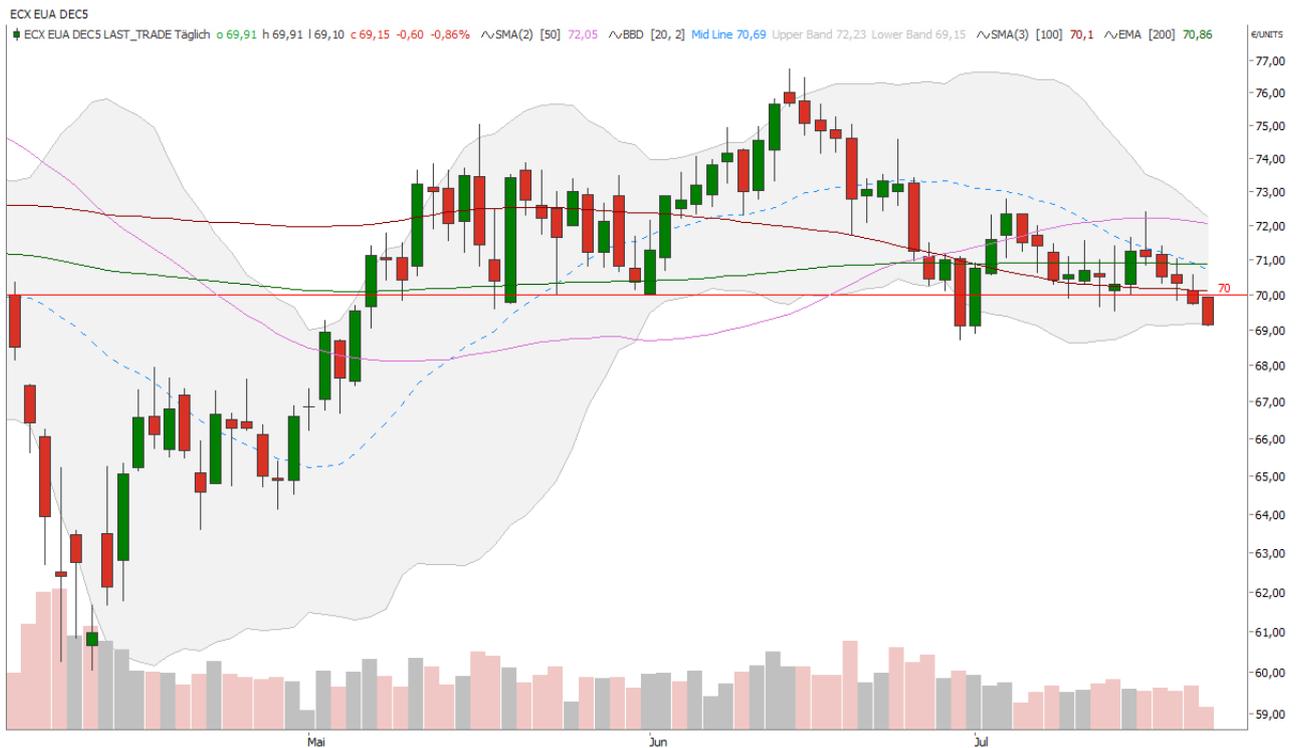


Anhänge

Strom Forward Curve

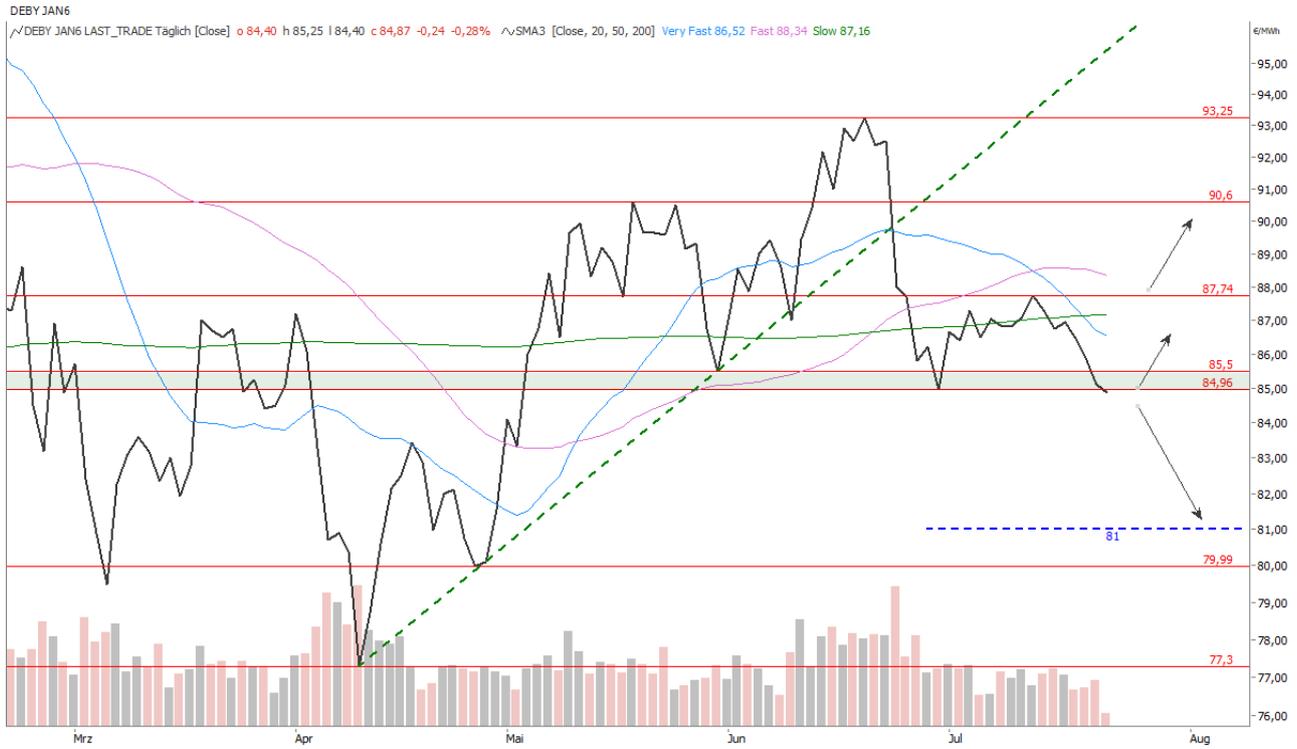


EUA-Dez-25 fällt unter 70 Euro/t CO2



Anhänge

Strom Cal 26 Base (Daily)

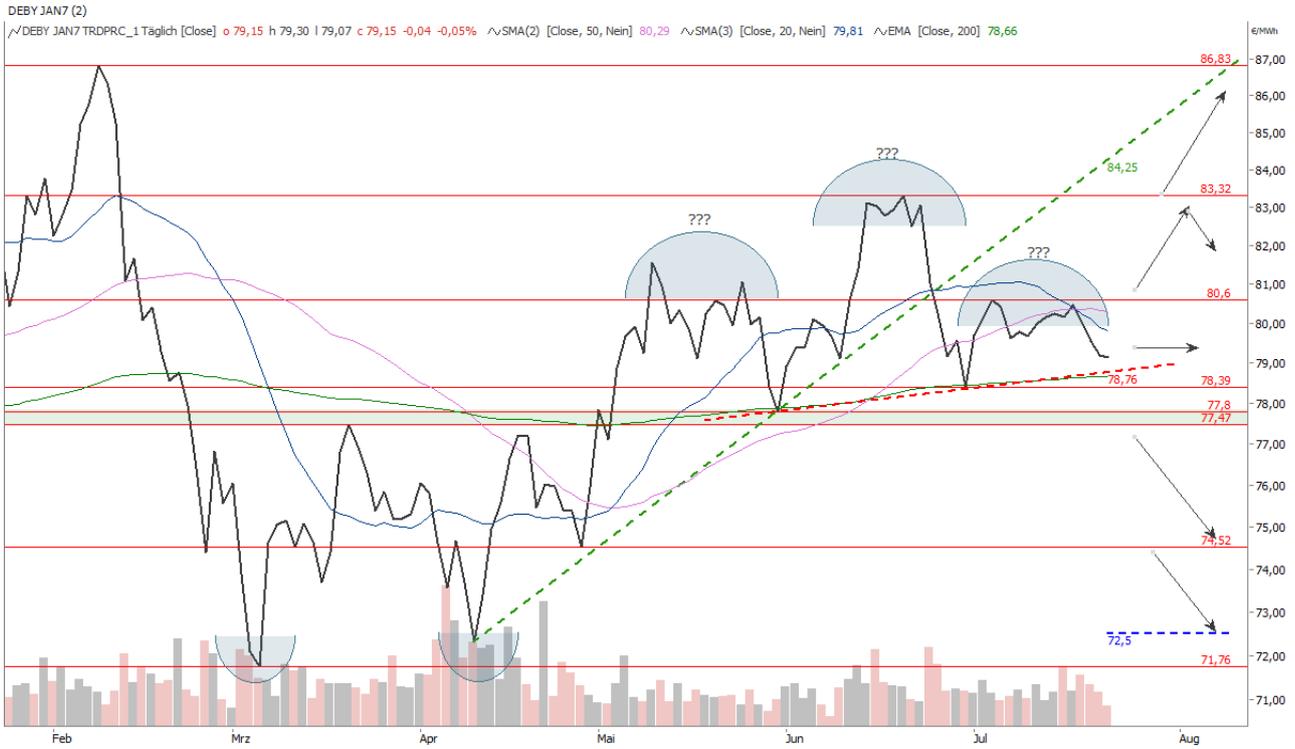


Strom Cal 26 Base (3-Jahreschart)



Anhänge

Strom Cal 27 Base (Daily)



Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart)



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily)



Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart)



Anhänge

Deal History Lieferjahr 2026

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
02.01.2023	132,00	02.01.2023	132,00	2.778	0
01.02.2023	120,83	01.02.2023	120,83	2.778	0
01.03.2023	114,87	01.03.2023	114,87	2.778	0
03.04.2023	116,25	03.04.2023	116,25	2.778	0
02.05.2023	111,64	02.05.2023	111,64	2.778	0
01.06.2023	98,11	01.06.2023	98,11	2.778	0
03.07.2023	103,03	03.07.2023	103,03	2.778	0
01.08.2023	106,21	01.08.2023	106,21	2.778	0
01.09.2023	109,00	01.09.2023	109,00	2.778	0
02.10.2023	107,65	02.10.2023	107,65	2.778	0
23.11.2023	98,40	01.11.2023	103,65	2.778	14.583
19.12.2023	88,25	01.12.2023	97,44	2.778	25.528
02.01.2024	86,98	02.01.2024	86,98	2.778	0
01.03.2024	69,52	01.02.2024	72,36	2.778	7.889
05.03.2024	73,44	01.03.2024	69,52	2.778	-10.889
02.04.2024	71,32	02.04.2024	71,32	2.778	0
02.05.2024	81,47	02.05.2024	81,47	2.778	0
28.05.2024	86,50	03.06.2024	85,93	2.778	-1.583
01.08.2024	86,74	01.07.2024	82,08	2.778	-12.944
01.08.2024	89,38	01.08.2024	89,38	2.778	0
26.08.2024	87,55	02.09.2024	87,29	2.778	-722
01.10.2024	82,74	01.10.2024	82,74	2.778	0
22.10.2024	83,40	01.11.2024	80,71	2.778	-7.472
06.12.2024	86,40	02.12.2024	88,62	2.778	6.167
14.01.2025	93,25	02.01.2025	92,21	2.778	-2.889
11.02.2025	100,60	03.02.2025	96,89	2.778	-10.306
26.02.2025	84,71	03.03.2025	85,67	2.778	2.667
01.04.2025	87,08	01.04.2025	87,08	2.778	0
09.05.2025	87,32	02.05.2025	84,13	2.778	-8.861
02.06.2025	85,84	02.06.2025	86,91	2.778	2.972
13.06.2025	92,57	01.07.2025	86,30	2.778	-17.417

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2027

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
02.01.2024	82,63	02.01.2024	82,63	2.778	0
01.02.2024	67,32	01.02.2024	67,32	2.778	0
01.03.2024	64,56	01.03.2024	64,56	2.778	0
02.04.2024	65,91	02.04.2024	65,91	2.778	0
02.05.2024	71,45	02.05.2024	71,45	2.778	0
31.05.2024	76,60	03.06.2024	74,73	2.778	-5.194
01.08.2024	77,25	01.07.2024	72,68	2.778	-12.694
01.08.2024	79,94	01.08.2024	79,94	2.778	0
26.08.2024	77,01	02.09.2024	76,74	2.778	-750
24.09.2024	75,59	01.10.2024	75,56	2.778	-83
22.10.2024	76,52	01.11.2024	75,72	2.778	-2.222
05.12.2024	77,59	02.12.2024	78,68	2.778	3.028
07.02.2025	85,23	02.01.2025	83,36	2.778	-5.194
03.02.2025	82,26	03.02.2025	82,26	2.778	0
26.02.2025	76,50	03.03.2025	76,05	2.778	-1.250
01.04.2025	76,04	01.04.2025	76,04	2.778	0
05.05.2025	77,51	02.05.2025	77,84	2.778	917
02.06.2025	78,04	02.06.2025	78,93	2.778	2.472
13.06.2025	82,59	01.07.2025	79,69	2.778	-8.056

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2028

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
11.02.2025	77,35	02.01.2025	74,57	2.778	-7.722
03.02.2025	74,61	03.02.2025	74,61	2.778	0
26.02.2025	72,69	03.03.2025	71,55	2.778	-3.167
09.05.2025	72,29	01.04.2025	69,35	2.778	-8.167
09.05.2025	72,29	02.05.2025	70,67	2.778	-4.500
15.05.2025	71,24	02.06.2025	70,40	2.778	-2.333
13.06.2025	72,60	01.07.2025	71,47	2.778	-3.139
02.07.2025	71,85	-	72,00	2.778	417

Anhänge

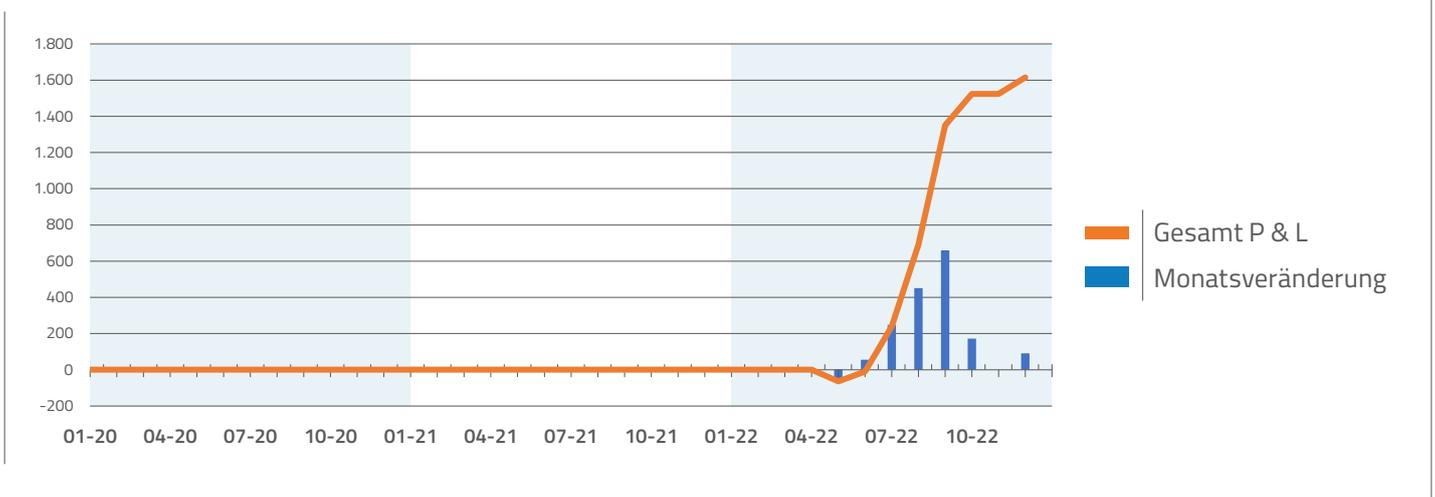
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2023

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2023 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2022 in Summe 1.614.722 Euro. Dies war der höchste Wert

der P&L. Der Minimalwert wurde im Mai 2022 mit einem Minus von 63.889 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im September 2022 mit einem Plus von 660.000 Euro.

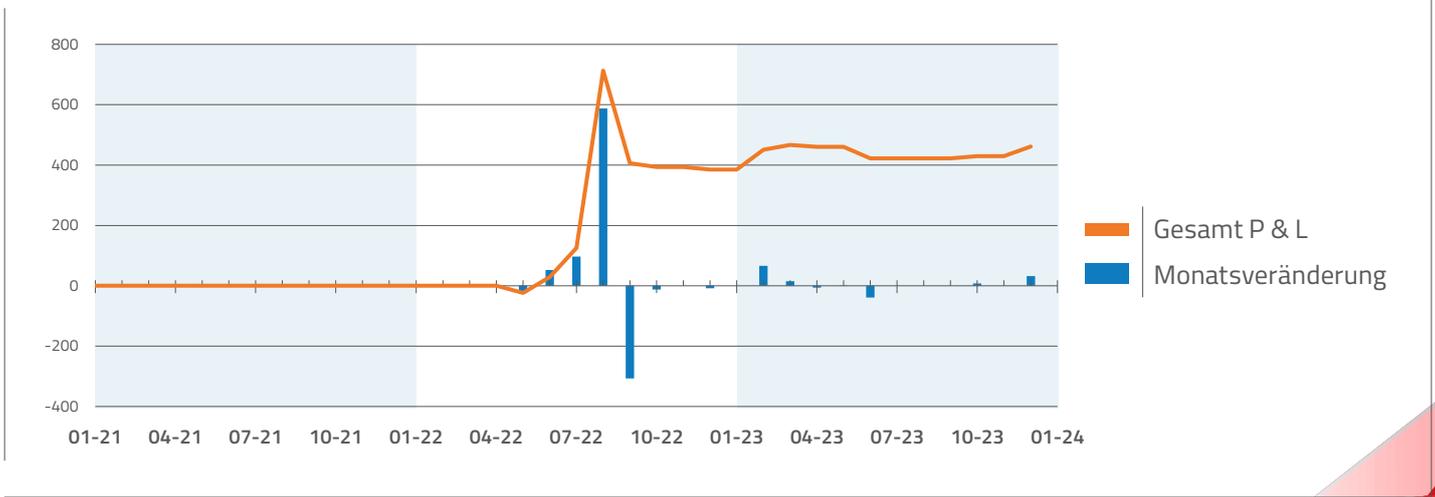


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2024 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2023 in Summe 461.556 Euro. Dies war der höchste Wert

der P&L. Der Minimalwert wurde im Mai 2022 mit einem Minus von 23.611 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im August 2022 mit einem Plus von 587.222 Euro.



Anhänge

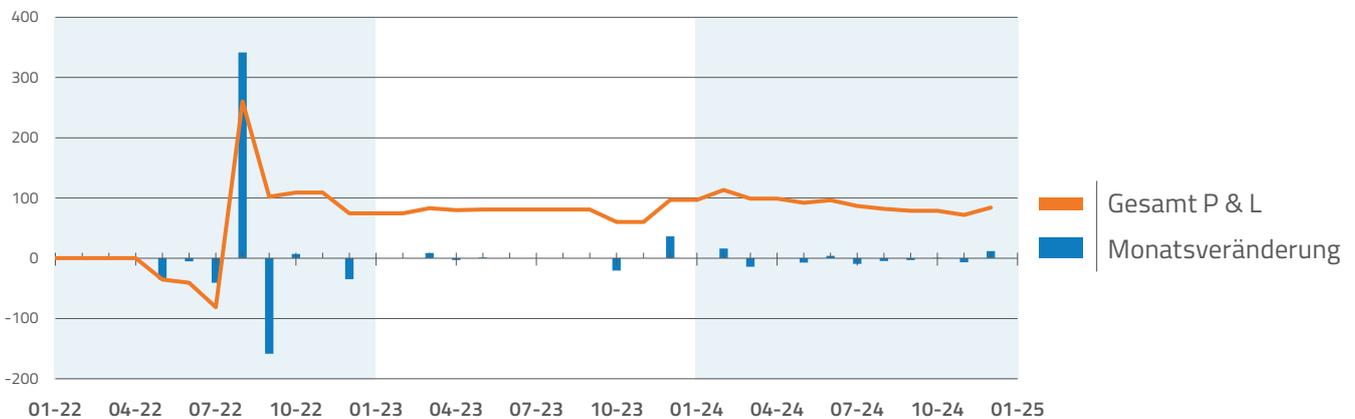
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2025

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2025 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2022 in Summe 83.944 Euro. Der höchste Wert der P&L wurde im August 2022 mit einem Plus von 260.417

Euro erreicht. Der Minimalwert wurde im Juli 2022 mit einem Minus von 81.250 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im August 2022 mit einem Plus von 341.667 Euro. Der größte Verlust war im September 2022 mit einem Minus von 158.333 Euro.



Anhänge

Erläuterung der Strategie

Die Portfoliostrategie verfolgt die Preisfixierung „im Markt“ und damit die zeitliche Diversifizierung von Einkaufszeitpunkten vor dem Hintergrund einer Risikoabsicherung. Gewählt wurde ein linearer Hedge-Kanal über drei Jahre vor Lieferbeginn mit einer Hedge-Kanalbreite von drei Tranchen nach oben und drei Tranchen nach unten. Die maximale Obergrenze sind 100 Prozent der Jahresbedarfsmenge, die Untergrenze sind 0 Prozent.

Die Mittellinie des Hedge-Kanals beschreibt den neutralen Fixierungspfad (theoretischer Hedge) und kann auch als Benchmark betrachtet werden.

Über die Fixierung der Tranchen wird in einem mehrstufigen Verfahren entschieden:

Schritt 1: Strategie - Tranchen-Freigabe

Zu Beginn des Beschaffungszeitraumes werden drei Tranchen auf einmal freigegeben. Danach wird in monatlichen Zeitabständen jeweils eine weitere Tranche freigegeben.

Es ist begrifflich zwischen der „Freigabe einer Tranche“ und der „Aktivierung einer Tranche“ zu unterscheiden:

a) Die Freigabe einer Tranche bedeutet, dass die Tranche zur Fixierung zur Verfügung steht. Nur freigegebene Tranchen können fixiert werden. Es ist nicht zulässig, Tranchen zu fixieren, die noch nicht freigegeben wurden, da sonst der Hedge-Kanal verlassen wird.

b) Die Aktivierung einer Tranche bedeutet, dass eine Tranchenfixierung vorgenommen werden soll. Entweder über die sofortige Schließung einer Tranche oder über die Definition eines Beschaffungs-Setups (siehe Schritt 3).

Schritt 2: Taktik - Positionierung im Hedge-Kanal

▪ Fall 1: Steigende Preiserwartung

Im Falle einer steigenden Preiserwartung (Aufwärtstrend) wird eine Positionierung im oberen Bereich des Hedge-Kanals angestrebt, also oberhalb der Benchmark. Das bedeutet, dass im Rahmen der zuvor abgestimmten Flexibilität mehrere Tranchen in einem Beschaffungszeitfenster aktiviert und fixiert werden können (simultan oder auch gesplittet), ohne dabei die obere Grenze des Hedge-Kanals zu überschreiten. Eine Verletzung der Hedge-Kanal-Obergrenze ist nicht zulässig.

▪ Fall 2: Neutrale Preiserwartung

Im Falle einer neutralen Preiserwartung, also wenn keine klare steigende oder fallende Tendenz (Trendanalyse) im Markt erkennbar ist, wird eine Positionierung in der Mitte des Hedge-Kanals angestrebt, soweit möglich also auf der Benchmark. Dazu werden Tranchen direkt nach der Freigabe aktiviert (siehe Schritt 3).

▪ Fall 3: Fallende Preiserwartung

Im Falle einer fallenden Preiserwartung (Abwärtstrend) wird eine Positionierung im unteren Bereich des Hedge-Kanals angestrebt, also unter der Benchmark. Dazu werden bereits freigegebene Tranchen im Beschaffungszeitfenster später aktiviert (siehe Schritt 3). Wird die untere Grenze des Hedge-Kanals erreicht, muss eine Tranche unabhängig von der Markterwartung innerhalb von 2 Handelstagen fixiert werden, um

innerhalb des Kanals zu verbleiben. Eine Verletzung der Hedge-Kanal-Untergrenze ist nicht zulässig.

Da fixierte Tranchen in der Regel nicht wieder gelöst werden können, ist eine sofortige Positionierung im unteren Bereich des Kanals unter Umständen nicht möglich, sondern ergibt sich erst im Zeitablauf durch Auslassen von Fixierungen.

Schritt 3: Timing - Aktivierung der Tranche

Wenn eine oder mehrere Tranchen aktiviert werden, gibt es zwei mögliche Handlungsalternativen:

1. Alternative: Die Tranche(n) wird/werden innerhalb von 2 Handelstagen fixiert (Market Order).

2. Alternative: Für die aktivierte(n) Tranche(n) wird ein Beschaffungs-Setup definiert. Dieses Setup besteht aus den Preis-Triggern „Stop-Loss“ und „Take-Profit“.

Der „Stop-Loss“ gibt eine obere Preisgrenze an, bei deren Erreichen die Tranche fixiert werden soll. Im Vergleich zum Zeitpunkt der Tranchen-Aktivierung wird dann zu einem teureren Preis fixiert.

Der „Take-Profit“ gibt eine untere Preisgrenze an, bei deren Erreichen die Tranche fixiert wird. Im Vergleich zum Zeitpunkt der Tranchen-Aktivierung wird dann zu einem günstigeren Preis fixiert.

Maßgeblich für die oben genannten Preis-Trigger sind die Tagesschlusskurse an der EEX. Sollte kein Tagesschlusskurs vorliegen, wird ersatzweise auf den Settlement-Preis abgestellt. Bei Erreichen eines Preis-Trigger auf Tagesschlusskurs-Basis soll am folgenden Handelstag die Tranche bis 10 Uhr geschlossen werden (siehe Schritt 4).

Bei Erreichen der Preis-Trigger innerhalb eines Handelstages ist auch ein sofortiges Schließen der Tranche möglich.

Werden die Preis-Trigger im Laufe des Monats nicht erreicht und ist die untere Hedge-Kanal-Begrenzung noch nicht überschritten, bleibt die Tranche aktiviert und wird mit in den nächsten Monat übernommen.

Risiko-Hinweis: In bestimmten Marktsituationen kann es vorkommen, dass sich die Marktpreise nach Erreichen einer Trigger-Marke sehr schnell in Ausbruchsrichtung weiterbewegen und die Tranchen-Fixierung zu einem deutlich höheren Preis erfolgen muss (Slippage). Das Definieren von „Stop-Loss“-Marken garantiert also nicht das Erreichen eines bestimmten Tranchen-Preises. Das Risiko steigt mit zunehmender Dauer zwischen dem Erreichen des Triggers und der Ausführung der Tranchen-Fixierung.

Schritt 4: Fixierung der Tranche

Die Tranchenfixierung erfolgt um 10 Uhr zu EEX-Handelspreisen. Sollte um 10 Uhr kein Kurs verfügbar sein, wird zum nächstmöglichen Zeitpunkt fixiert.

Haben Sie Fragen oder wünschen Sie individuelle Anpassungen für Ihre Beschaffungsstrategie? EnerChase berät Sie gerne und unterstützt Sie bei der Erstellung Ihres Risiko- und Beschaffungshandbuchs.

Anhänge

Disclaimer / Impressum

Herausgeber:

EnerChase GmbH & CO. KG, Taubnesselweg 5, 47877 Willich, Deutschland

Sitz: Willich, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Krefeld unter HRA 7101, vertreten durch die persönlich haftende Gesellschafterin EnerChase Verwaltung GmbH, Sitz: Willich, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Krefeld unter HRB 18393 diese vertreten durch die

Geschäftsführer Stefan Küster und Dennis Warschewitz.

Risikohinweise

Die genannten Stoppsmarken und Kursziele sind als Orientierungspunkte und Anlaufzonen zu verstehen und hängen maßgeblich vom eigenen Risiko- und Moneymanagement ab.

Bitte achten Sie auf die genannten Unterstützungen und Widerstände, sie können entscheidende Marken für die weitere Kursentwicklung darstellen. Setzen Sie zudem bei Ihren Handelsaktivitäten selbständig Ihren Stopp in Abhängigkeit von Ihrer Positionsgröße und Ihres zur Verfügung stehenden Risikokapitals!

Keine Anlageberatung

Die Inhalte unserer Analysen dienen lediglich der Information und stellen keine individuelle Anlageberatung, Empfehlung oder Aufforderung zum Kauf oder Verkauf von Energie oder Derivaten dar.

Haftungsausschluss

Die EnerChase übernimmt in jedem Fall weder eine Haftung für Ungenauigkeiten, Fehler oder Verzögerungen noch für fehlende Informationen oder deren fehlerhafte Übermittlung. Handlungen oder unterlassene Handlungen basierend auf den von der EnerChase veröffentlichten Analysen geschehen auf eigene Verantwortung. Es wird jegliche Haftung seitens EnerChase ausgeschlossen, sowohl für direkte wie auch für indirekte Schäden und Folgeschäden, welche im Zusammenhang mit der Verwendung der Informationen entstehen können.

Nutzungsbedingungen / Disclaimer

Die Analysen der EnerChase GmbH & Co. KG (im Folgenden „EnerChase“) richten sich an institutionelle professionelle Marktteilnehmer. Die Analysen von EnerChase sind für die allgemeine Verbreitung bestimmt und dienen ausschließlich zu Informationszwecken und stellen insbesondere keine Anlageberatung, Empfehlung oder Aufforderung zum Kauf oder Verkauf von Energie oder Derivaten dar und beziehen sich nicht auf die spezifischen Anlageziele, die finanzielle Situation bzw. auf etwaige Anforderungen von Personen. Handlungen basierend auf den von EnerChase veröffentlichten Analysen geschehen auf eigene Verantwortung der Nutzer. Grundsätzlich gilt, dass die Wertentwicklung in der Vergangenheit keine Garantie für die Wertentwicklung in der Zukunft ist. Vergangenheitsbezogene Daten bieten keinen Indikator für die zukünftige Wertentwicklung. Die Analysen beinhalten die subjektive Auffassung des Autors zum Energiemarkt aufgrund der ihm tatsächlich zur Verfügung stehenden Daten und Informationen, geben mithin sowohl hinsichtlich der Herkunft der Daten und Informationen als auch der hierauf aufbauenden Prognose den subjektiven Blick des Autors auf das Marktgeschehen wider im Zeitpunkt der Erstellung der jeweiligen Analyse.

1. Haftungsbeschränkung EnerChase

Wir übernehmen keine Haftung für direkte wie auch für indirekte Schäden und Folgeschäden, welche im Zusammenhang mit der Verwendung der Informationen entstehen können mit Ausnahme für

EnerChase GmbH & CO. KG

Taubnesselweg 5

47877 Willich

Deutschland

+49 2154 880 938 0

research@enerchase.de

schäden, die auf einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung unsererseits oder einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung einer unserer Erfüllungsgehilfen beruhen. Insbesondere besteht keine Haftung dafür, dass sich die in den Analysen enthaltenen Prognosen auch bewahrheiten. Die Informationen und Prognosen auf der Website sowie in dieser Analyse wurden mit großer Sorgfalt zusammengestellt. Für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit kann gleichwohl keine Gewähr übernommen werden, auch auf eine Verlässlichkeit der Daten hat der Nutzer keinen Anspruch. Des Weiteren wird die Haftung für Ausfälle der Dienste oder Schäden jeglicher Art bspw. aufgrund von DoS-Attacken, Computerviren oder sonstigen Angriffen ausgeschlossen. Die Nutzung der Inhalte dieser Analyse, der Webseite oder des MarketLetters erfolgt auf eigene Gefahr des Nutzers.

2. Schutzrechte

Eine vollständige oder teilweise Reproduktion, Übertragung (auf elektronischem oder anderem Wege), Änderung, Nutzung der Analysen oder ein Verweis darauf für allgemeine oder kommerzielle Zwecke ist ohne unsere vorherige schriftliche Zustimmung nicht gestattet. Die genannten und ggf. durch Dritte geschützten Marken- und Warenzeichen unterliegen uneingeschränkt den Bestimmungen des jeweils gültigen Kennzeichenrechts und den Besitzrechten der jeweiligen eingetragenen Berechtigten. Allein aufgrund der bloßen Nennung ist nicht der Schluss zu ziehen, dass Markenzeichen nicht durch Rechte Dritter geschützt sind. Die Autoren von EnerChase beachten in allen Publikationen die Urheberrechte der verwendeten Grafiken und Texte. Sie nutzen eigenhändig erstellte Grafiken und Texte oder greifen auf lizenzfreie Grafiken und Texte zurück. Bei Bekanntwerden von Urheberrechtsverletzungen werden derartige Inhalte umgehend entfernt. Jede vom deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht nicht zugelassene Verwertung bedarf der vorherigen schriftlichen Zustimmung des Anbieters oder jeweiligen Rechteinhabers. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Einspeicherung, Verarbeitung bzw. Wiedergabe von Inhalten in Datenbanken oder anderen elektronischen Medien und Systemen. Die unerlaubte Vervielfältigung oder Weitergabe einzelner Inhalte oder kompletter Seiten ist nicht gestattet und strafbar. Der Inhalt der Analysen darf nicht kopiert, verbreitet, verändert oder Dritten zugänglich gemacht werden.

3. Hinweis nach § 85 WpHG

Unsere Tätigkeit ist gemäß § 86 WpHG bei der BaFin angezeigt.

Es liegen zum Zeitpunkt der Analyseerstellung keine Interessenkonflikte seitens der EnerChase, der Gesellschafter, des Autors Stefan Küster oder verbundener Unternehmen vor (Offenlegung gemäß § 85 WpHG wegen möglicher Interessenkonflikte).

Eine Weitergabe der Inhalte an Unternehmen oder Unternehmensteile, die Finanzportfolioverwaltung oder unabhängige Honorar-Anlageberatung erbringen, ist nur gestattet, wenn mit EnerChase hierfür eine Vergütung vereinbart wurde. Die Informationen und Analysen sind nicht für Privatpersonen bestimmt.

Marktdaten von LSEG Workspace. Technische Analyse Charts erstellt mit Tradesignal und LSEG Workspace.