

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Die Energiemärkte werden derzeit klar von der Eskalation im Nahen Osten bestimmt. Die faktische Blockade der Straße von Hormus trifft einen zentralen Engpass des globalen LNG-Handels. Rund 20 Prozent des weltweiten Angebots passieren diese Route. Erste Produktionsunterbrechungen in der Region verschärfen die Lage zusätzlich. Sollte die Blockade anhalten, droht ein Angebotsschock mit erheblichem Preispotenzial, vergleichbar mit den Marktreaktionen während der Energiekrise 2022. Nach zunächst deutlichen Reaktionen am kurzen Ende der Terminmarktkurven reagieren inzwischen auch die hinteren Lieferjahre. Solange keine glaubhafte Deeskalation erkennbar ist, bleibt das Umfeld anfällig für weitere Aufwärtsbewegungen.

Angesichts der hohen geopolitischen Unsicherheit halten wir vorerst an einer neutralen Ausrichtung zur Benchmark fest und beobachten die weitere Entwicklung eng. Eine Long-Position würde derzeit eine bewusste Positionierung auf ein anhaltendes Eskalationsszenario bedeuten und damit ein erhebliches Rückschlagsrisiko tragen, sollte es zu einer überraschend schnellen Entspannung kommen.

Beschaffungstelegramm Cal 27: 0 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 2 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 06.02.2026 +++ letzter Fixierungspreis: 82,7 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 79,00 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 80,6 €/MWh (Schlusskurs 02.03.2026) +++ aktuelle Hedge-Quote 75 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

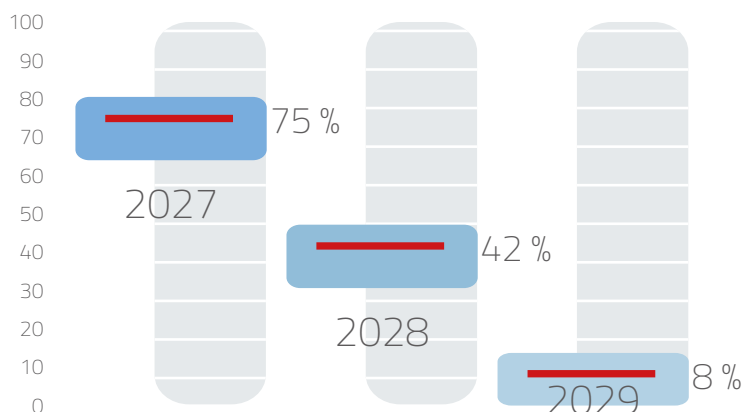
Inhalt

1. Markteinschätzung	02
2. Marktentwicklung	04
3. Aktuelles Beschaffungsportfolio	05
4. Taktische Allokation	06
5. Lieferjahr 2027 im Detail	07
6. Lieferjahr 2028 im Detail	09
7. Lieferjahr 2029 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: Angesichts der jüngsten Eskalation im Nahen Osten richtet sich der Fokus der Energiemärkte klar auf die geopolitische Lage und insbesondere auf die Straße von Hormus. Die konjunkturelle Entwicklung gerät dadurch zwar in den Hintergrund, bleibt jedoch ein relevanter Faktor für die mittelfristige Nachfrageperspektive. In China mehren sich die Anzeichen, dass die angekündigten Stützungsmaßnahmen Wirkung zeigen. Während des chinesischen Neujahrsfests legten die täglichen Einzelhandels- und Gastronomieumsätze um 8,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr zu, die Einnahmen touristischer Attraktionen sogar um 18 Prozent. Dem steht jedoch ein weiterhin schwacher Industriesektor gegenüber. Der offizielle Einkaufsmanagerindex für das verarbeitende Gewerbe lag im Februar 2026 bei 49,1 Punkten und signalisiert damit erneut eine leichte Kontraktion. In den USA zeigt sich die Industrie dagegen robuster. Der ISM Manufacturing PMI erreichte im Februar 52,4 Punkte und blieb klar im Expansionsbereich.

Insgesamt ergibt sich damit weiterhin ein solides globales Konjunkturbild, das eine stabile Energienachfrage erwarten lässt. Dieses Bild wird jedoch durch potenzielle Verwerfungen an den Finanzmärkten getrübt. So äußerte sich Jamie Dimon, CEO von JPMorgan Chase, zuletzt besorgt über die

US-Wirtschaft. Unweigerlich werde sich der Konjunkturzyklus drehen, was zu einer Welle von Kreditausfällen führe, die Kreditgeber weitreichend treffen und oft auch Branchen betreffen werde, mit denen die wenigsten rechnen.

Fundamental: Der am Wochenende begonnene Angriff auf den Iran weitete sich rasch zu einem breiteren militärischen Konflikt aus. Die iranische Vergeltung fiel deutlich massiver aus als in früheren Eskalationsszenarien und trifft insbesondere die Schifffahrt in der Straße von Hormus. Technisch ist die Meerenge bislang nicht vollständig geschlossen. Faktisch kommt der Schiffsverkehr jedoch zum Erliegen. Berichte über Beschuss von Handelsschiffen, darunter offenbar auch iranische Einheiten, erhöhen das Risiko für Reedereien erheblich. Versicherer haben begonnen, die Deckung für Passagen durch die Straße von Hormus auszusetzen. Ohne Versicherungsschutz sind LNG- und Öltanker nicht einsetzbar. Die Lage verschärft sich zusätzlich durch erste konkrete Produktionsausfälle in der Region. Der weltgrößte LNG-Produzent QatarEnergy LNG hat seine Produktion vorübergehend gestoppt. Auch saudische Raffinerien sowie israelische Gas- und Ölfelder melden Unterbrechungen. Damit materialisiert sich das zuvor vor allem eingepreiste Risiko zunehmend auch physisch am Markt.

Besonders gravierend wäre ein länger anhaltender Stopp der LNG-Ströme. Jährlich passieren rund 85 bis 90 Millionen Tonnen LNG die Straße von Hormus, was knapp 20 Prozent des globalen Angebots entspricht. Ein Großteil dieser Mengen stammt aus Katar. Im Vergleich zum Ölmarkt ist der LNG-Markt deutlich weniger flexibel, da Transportkapazitäten und alternative Bezugsquellen begrenzt sind. Zur Einordnung der Größenordnung lohnt ein Blick zurück. 2021 lieferte Russland rund 155 Milliarden Kubikmeter Erdgas per Pipeline nach Europa. Das entspricht etwa 112 Millionen Tonnen LNG-Äquivalent. Ein längerfristiger Ausfall der katarischen LNG-Mengen durch die Straße von Hormus käme damit einem Angebotsschock in vergleichbarer Dimension gleich. Die Marktreaktionen während der Energiekrise 2022 zeigen, welches Preispotenzial ein solcher Ausfall entfalten kann.

Entscheidend ist nun die Dauer der Eskalation. Solange keine Waffenruhe oder eine glaubhafte Deeskalation eintritt, dürfte kaum ein Tanker die Passage riskieren. Je länger die faktische Blockade anhält, desto stärker verfestigt sich die Risikoprämie im Gas- und Strommarkt. Nur ein überraschend schnelles Ende der militärischen Auseinandersetzung könnte diese Prämie wieder rasch abbauen.

(Fortsetzung auf nächster Seite)

Strom- markt

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

2027
2028
2029

Preisentwicklung (Base)
€/MWh



Markt- einschätzung (2/2)

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Die geopolitische Eskalation spiegelt sich seit Wochenbeginn entsprechend auch in den Preisen an den Energiemärkten wider. Während zunächst insbesondere das kurze Ende der Terminmarktkurve reagierte, ziehen zunehmend auch die hinteren Lieferjahre nach.

Nach einem Wochenschluss bei 79,50 Euro/MWh in KW 9 stieg das **Strom Cal 27 Base** im heutigen Tageshoch bisher auf 91,50 Euro/MWh. Anschließend folgte eine leichte Gegenbewegung, aktuell steigen die Notierungen wieder an. Im Fokus bleibt die Zone um 87,50 Euro/MWh. Ein nachhaltiger Schlusskurs oberhalb dieses Bereichs würde das bullische Momentum bestätigen. Auf der Unterseite bildet der Bereich um 84 Euro/MWh eine erste Unterstützungszone, gebildet aus 100-Tage-Linie sowie mehreren markanten Verlaufspunkten. Darunter bleibt die 200-Tage-Linie bei derzeit 82,60 Euro/MWh ein zentraler Support.

Nach einer zunächst moderaten Reaktion zieht nun auch das **Strom Cal 28 Base** deutlich an. Der Kontrakt testet aktuell die 200-Tage-Linie bei 76,12 Euro/MWh. Ein Anstieg darüber würde ein technisches Kaufsignal generieren, mit Potenzial in Richtung 77,80 Euro/MWh und 81,57 Euro/MWh. Sollte es zu einem Rücksetzer kommen, dürften die jüngsten Verlaufstiefs bei 72,83 Euro/MWh und 71,44 Euro/MWh erneut

Kaufinteresse wecken.

Ein ähnliches Bild zeigt sich im **Strom Cal 29 Base**. Auch hier nimmt der Kaufdruck zu. Der Kontrakt läuft derzeit an die 200-Tage-Linie bei 73,33 Euro/MWh heran. Ein Tagesschluss darüber würde weiteres Aufwärtspotenzial eröffnen, zunächst in Richtung 74,7 Euro/MWh (Reaktionshoch Mai 2025) und darüber bis 76,15 Euro/MWh (Verlaufshoch) und 77,83 Euro/MWh (Jahreshoch 2025). Auf der Unterseite bieten die letzten Verlaufstiefs bei 70,31 Euro/MWh und 69,02 Euro/MWh markante Unterstützungszonen.

Fazit (Charttechnik): Die Preisentwicklung an den Terminmärkten wird derzeit nahezu vollständig durch die geopolitische Eskalation im Nahen Osten bestimmt. Eine länger anhaltende faktische Blockade der Straße von Hormus hätte das Potenzial eines erheblichen Angebotsschocks im globalen LNG-Markt und würde die aktuell eingepreiste Risikoprämie weiter erhöhen. Nach den Kursausschlägen am kurzen Ende der Terminmarktkurve ziehen nun auch die hinteren Lieferjahre nach. Solange keine glaubhafte Deeskalation erkennbar ist, bleibt das Marktumfeld anfällig für weitere Aufwärtsbewegungen. Rücksetzer in Richtung der genannten Unterstützungszonen können daher als Kaufgelegenheiten genutzt werden. Bei den Lieferjahren 2028 und 2029 rückt zusätzlich die 200-Tage-Linie in den Fokus.

Portfolioausrichtung: Die Bewirtschaftung eines Energieportfolios steht derzeit unter extrem hohen Herausforderungen und einem außergewöhnlich volatilen Umfeld. Die massiven Kursausschläge spiegeln eine rasch steigende geopolitische Risikoprämie und bereits vorhandene Angebotsausfälle wider. Das Marktumfeld ist dabei aktuell sehr dynamisch. Sollte die faktische Blockade der Straße von Hormus länger anhalten, ist weiteres Aufwärtspotenzial wahrscheinlich. Umgekehrt dürfte ein überraschend schnelles Ende der Eskalation die eingepreiste Risikoprämie ebenso dynamisch wieder abbauen.

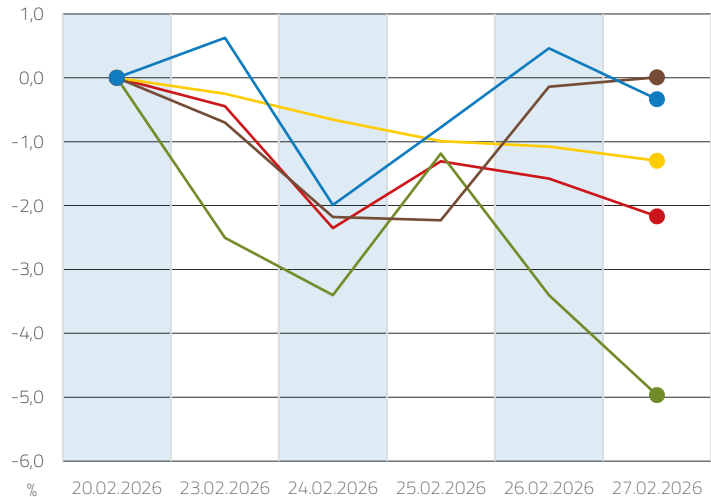
Für viele Marktteilnehmer steht der finale Beschaffungspreis im Vordergrund. Dies sollte bei der Risikobewertung der aktuellen Situation berücksichtigt werden, denn eine anhaltende Blockade birgt ein erhebliches Aufwärtsrisiko. In unserem Musterportfolio messen wir uns jedoch an einer Benchmark. Vor diesem Hintergrund würde eine Long-Position eine bewusste Positionierung auf ein anhaltendes Eskalationsszenario bedeuten und damit ein erhebliches Rückschlagsrisiko tragen. Angesichts der hohen geopolitischen Unsicherheit halten wir daher vorerst an einer neutralen Ausrichtung zur Benchmark fest. Eine Neubewertung bleibt jederzeit möglich und würde bei veränderter Lage umgehend per Adhoc-Mailing kommuniziert.

Markt- entwicklung

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

■ Strom
■ CO₂
■ Gas
■ Kohle
■ Brent

Energiemarktentwicklung
KW 10



Markt- rückblick

Nachdem die vorangegangene Kalenderwoche 8 noch massiv von einer Rückkehr der geopolitischen Risikoprämie und der Sorge vor einer militärischen Eskalation in der Straße von Hormus geprägt war, stand die KW 9 im Zeichen einer abwartenden Konsolidierung am Öl- und Gasmarkt, während die ordnungspolitischen Belastungsfaktoren bei den EUAs zunehmen. Das zu Wochenbeginn dominierende „Wait and see“-Sentiment im Vorfeld der Trump-Rede zur Lage der Nation und der Genfer Verhandlungen zwischen den USA und dem Iran setzte sich im Wochenverlauf mangels echter geopolitischer Impulse auch in der zweiten Wochenhälfte fort. Während die Gas- und Ölmärkte ihre geopolitische Risikoprämie nur mühsam hielten, bleibt der europäische Emissionshandel durch zunehmenden politischen Gegenwind auch großer EU-Mitgliedstaaten unter Druck.

Die mit Spannung erwartete Rede von US-Präsident Donald Trump zur Lage der

Nation lieferte den Energiemärkten kaum Signale. Trotz eines neuen Längenrekords blieb Trump substanzielle Aussagen zu den Handelskonflikten, den US-Zöllen oder der konkreten Strategie gegenüber dem Iran weitgehend schuldig. Zuvor hatte er die temporären Zusatzzölle auf 15 Prozent angehoben, was den Ratifizierungsprozess des EU-Handelsabkommens zum Erliegen brachte.

Auf dem diplomatischen Parkett in Genf zeigten sich zwar erste Kompromissignale des Iran, doch die Gespräche mit den USA unter Vermittlung Omans brachten bis zum Ende der Berichtswoche keine durchschlagenden Ergebnisse. Die Ankündigung einer weiteren Expertenrunde in Wien dämpfte zwar die unmittelbare Eskalationsgefahr, doch Satellitenbilder massiver Öl-Umladungen am iranischen Exportterminal deuteten darauf hin, dass sich Teheran weiterhin auf mögliche militärische Auseinandersetzungen vorbereitete. Diese Auseinandersetzung

erfolgte dann am Samstag mit Luftangriffen der USA und Israels auf den Iran und Gegenschlägen des Iran.

Der EUA-Markt erlebte eine weitere Verschärfung der Forderungen nach Entlastungen. Mehrere EU-Staaten erhöhen den Druck und forderten Reformen, mindestens 13 Industrieminister fordern einen pragmatischeren Umgang mit kostenlosen Zertifikaten und Italien hat gar eine vorübergehende Aussetzung bis zu einer grundlegenden Überarbeitung ins Spiel gebracht.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

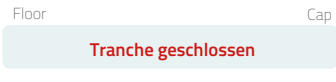
2027



Lieferjahr 2027

27 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.4. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.7. | Hedge-Quote: 75 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 79,00 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 78,65 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

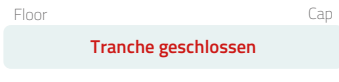
2028



Lieferjahr 2028

15 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.4. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.7. | Hedge-Quote: 42 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 73,72 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 73,51 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2029



Lieferjahr 2029

3 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.4. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.7. | Hedge-Quote: 8 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 71,28 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 71,13 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2027	31.07.2026	82,70 €/MWh	80,60 €/MWh	-	-	geschlossen
2028	31.07.2026	78,09 €/MWh	72,65 €/MWh	-	-	geschlossen
2029	31.07.2026	74,79 €/MWh	70,90 €/MWh	-	-	geschlossen

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	27 von 36	75 GWh	75 %	79,00 €/MWh	78,65 €/MWh	2	0	- 34.722 €
2028	15 von 36	42 GWh	42 %	73,72 €/MWh	73,51 €/MWh	2	0	- 20.472 €
2029	3 von 36	8 GWh	8 %	71,28 €/MWh	71,13 €/MWh	2	0	- 15.639 €

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

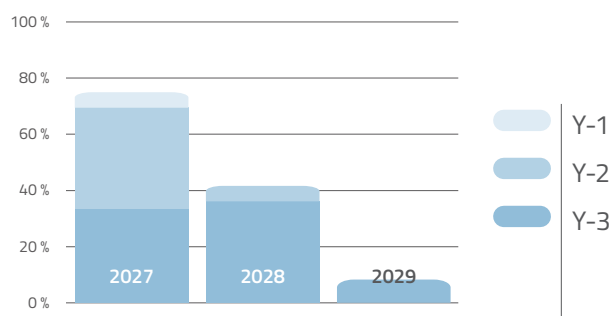
EnerChase vs. Benchmark

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.

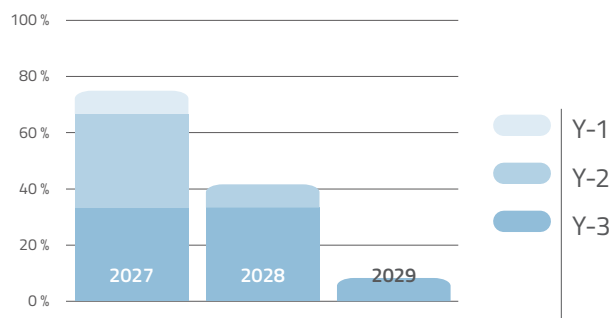
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	75 %	6 %	36 %	33 %
2028	42 %		6 %	36 %
2029	8 %			8 %



Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	75 %	8 %	33 %	33 %
2028	42 %		8 %	33 %
2029	8 %			8 %



Aktive Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	0 %	-3 %	3 %	0 %
2028	0 %		-3 %	3 %
2029	0 %			0 %

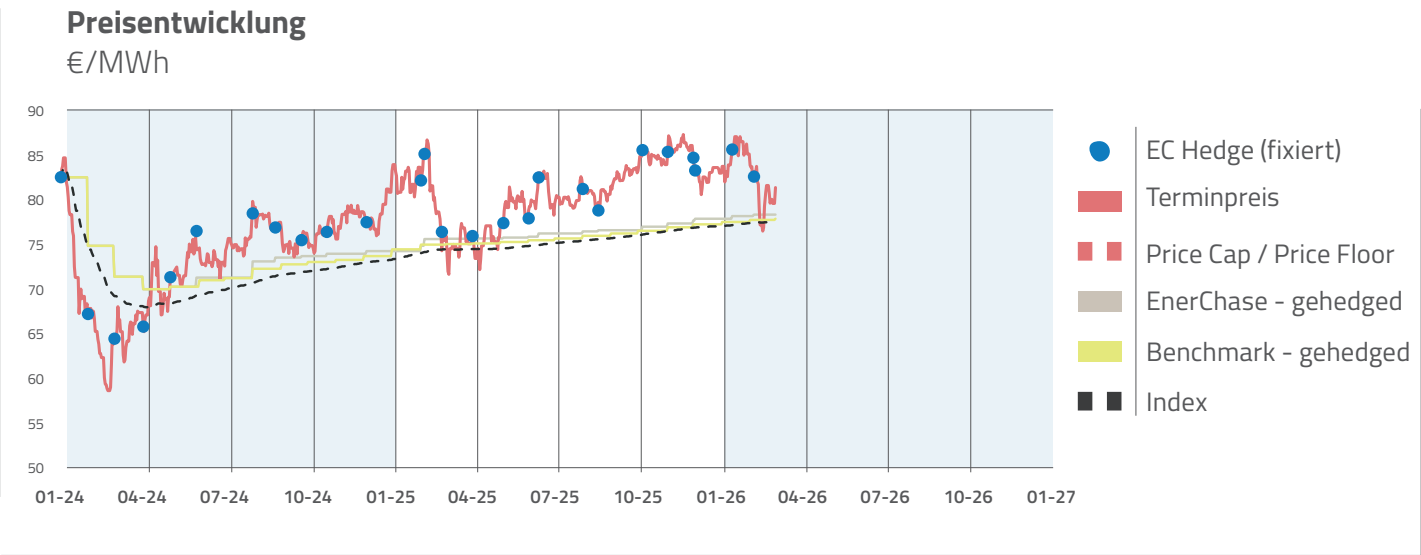
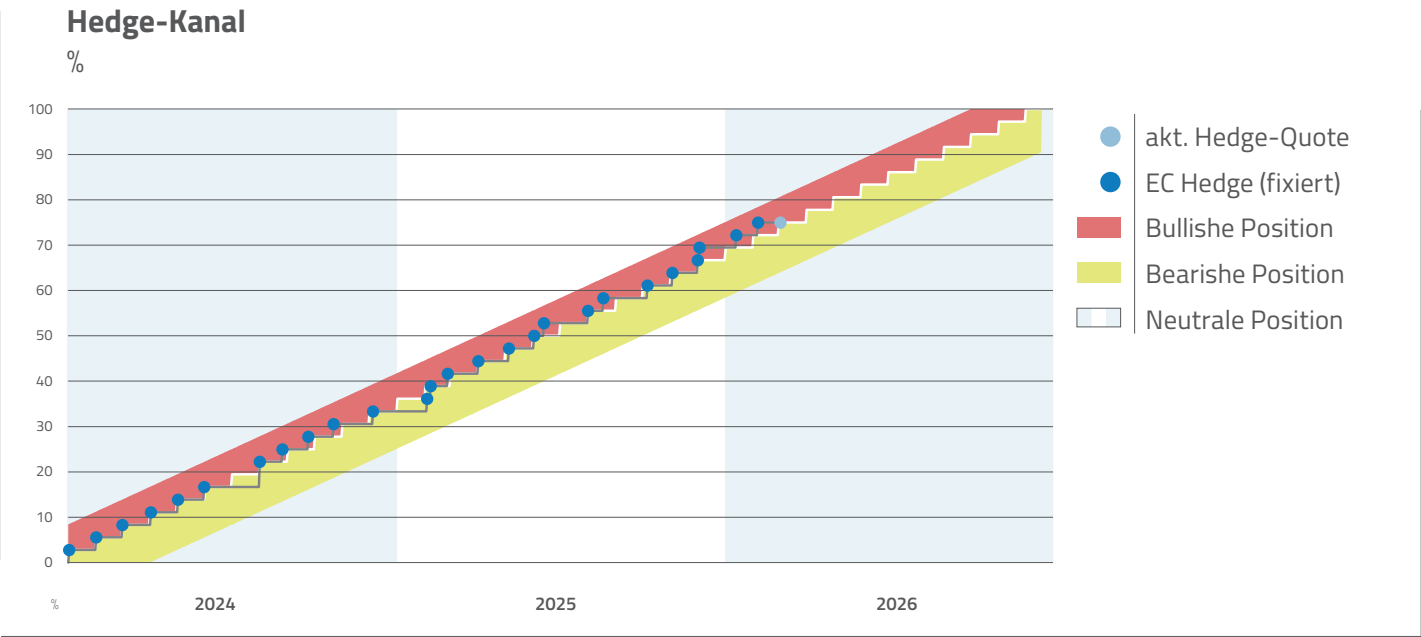


Strom

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	27 von 36	75 GWh	75 %	79,00 €/MWh	78,65 €/MWh	2	0	- 34.722 €

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

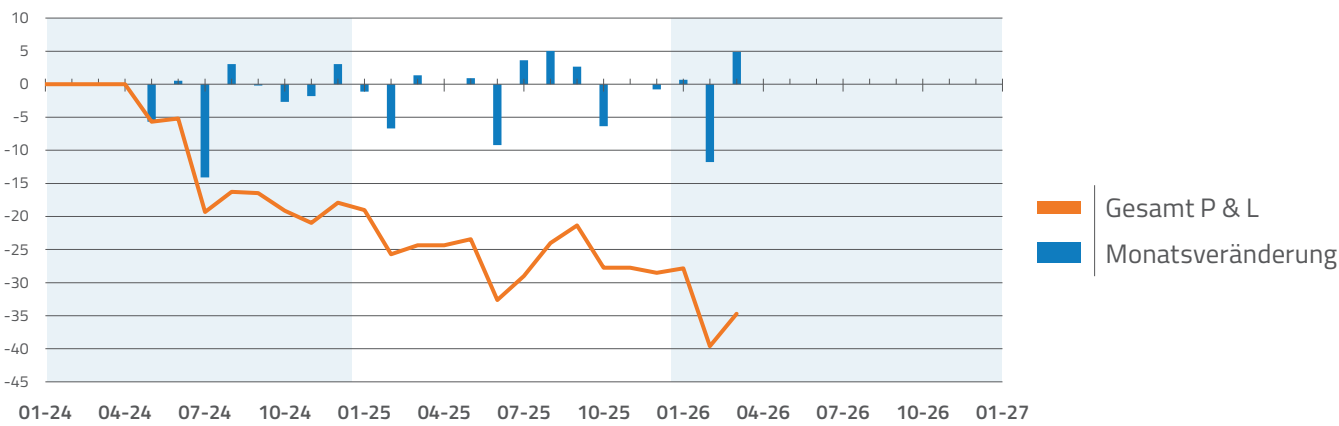
2027

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.

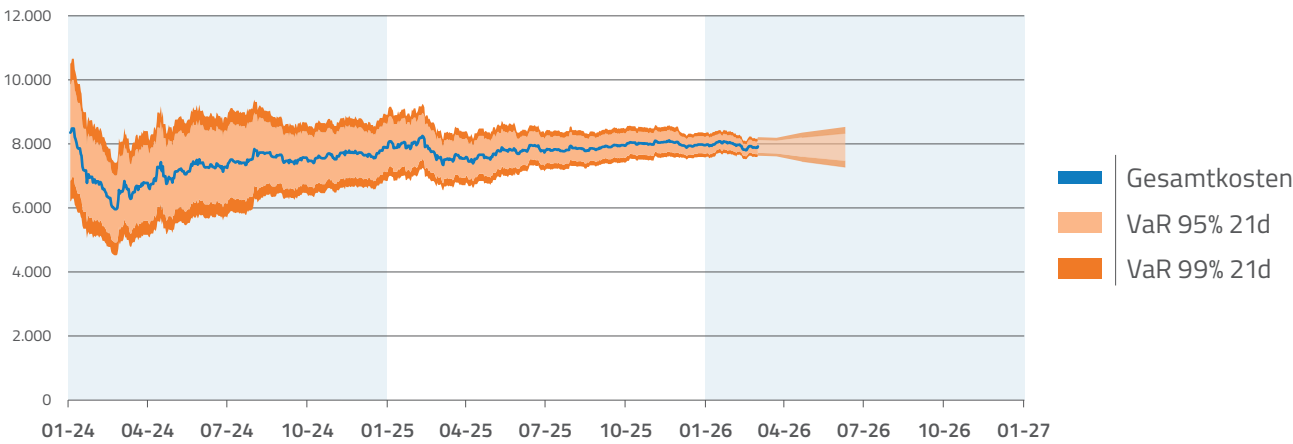
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



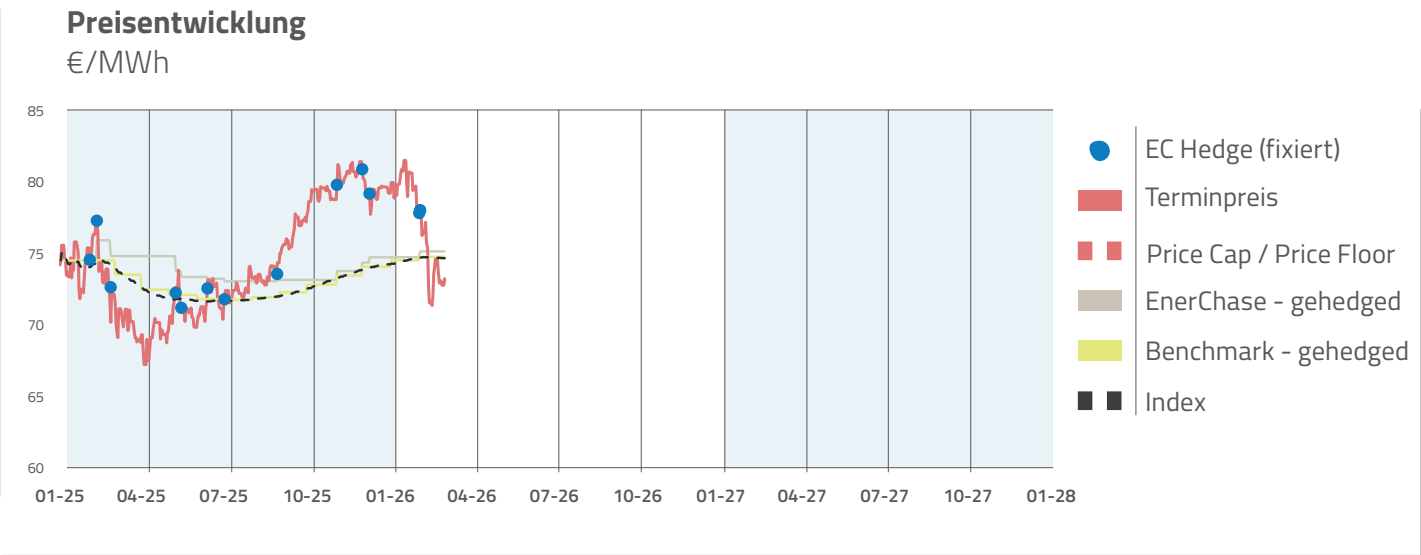
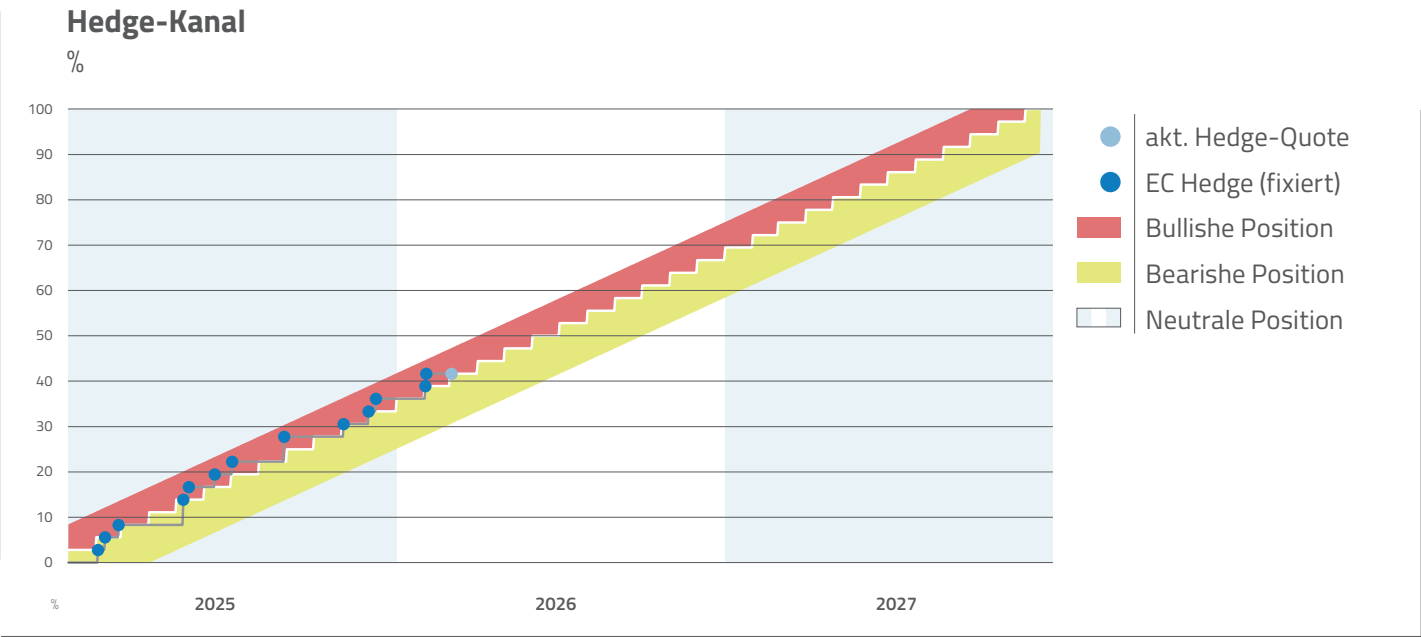
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	7.922 T€	- 34.722 €	7.703 - 8.096 T€ (95%) 7.611 - 8.189 T€ (99%)	7.597 - 8.203 T€ (95%) 7.453 - 8.346 T€ (99%)	7.471 - 8.329 T€ (95%) 7.269 - 8.531 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			72,74 - 88,46 €/MWh (95%) 69,03 - 92,17 €/MWh (99%)	68,47 - 92,73 €/MWh (95%) 62,75 - 98,45 €/MWh (99%)	63,45 - 97,75 €/MWh (95%) 55,35 - 105,85 €/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	15 von 36	42 GWh	42 %	73,72 €/MWh	73,51 €/MWh	2	0	- 20.472 €

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](#)

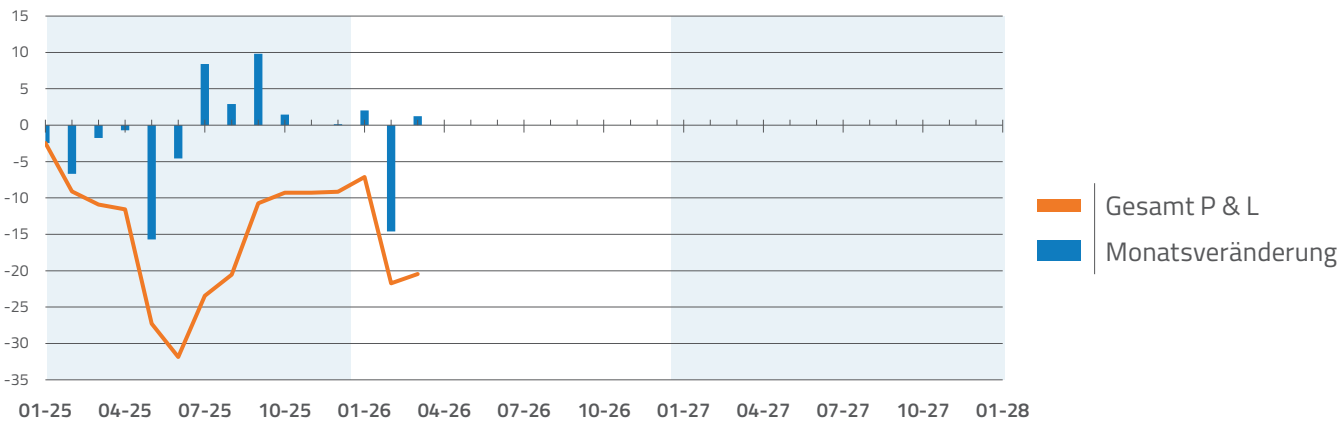
Profit and Loss | Value-at-Risk

2028

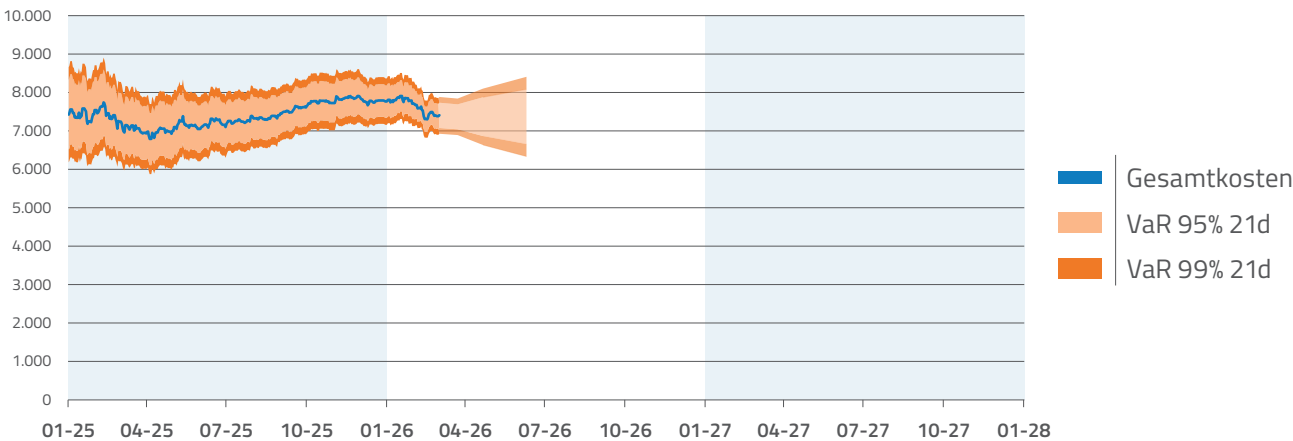
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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€



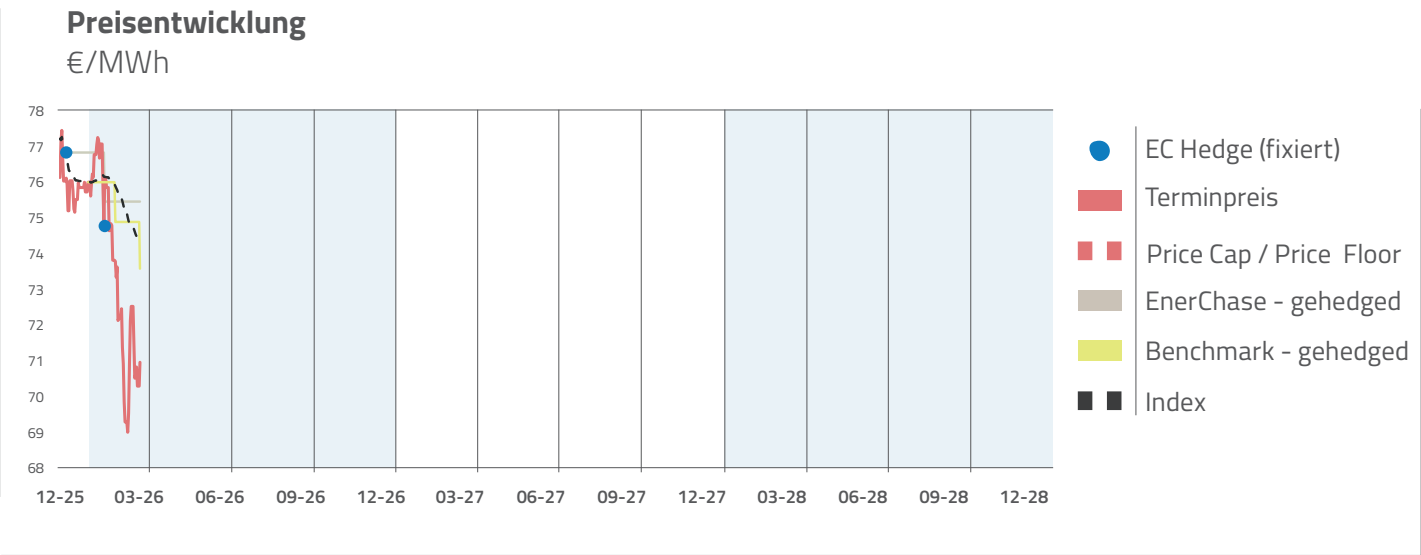
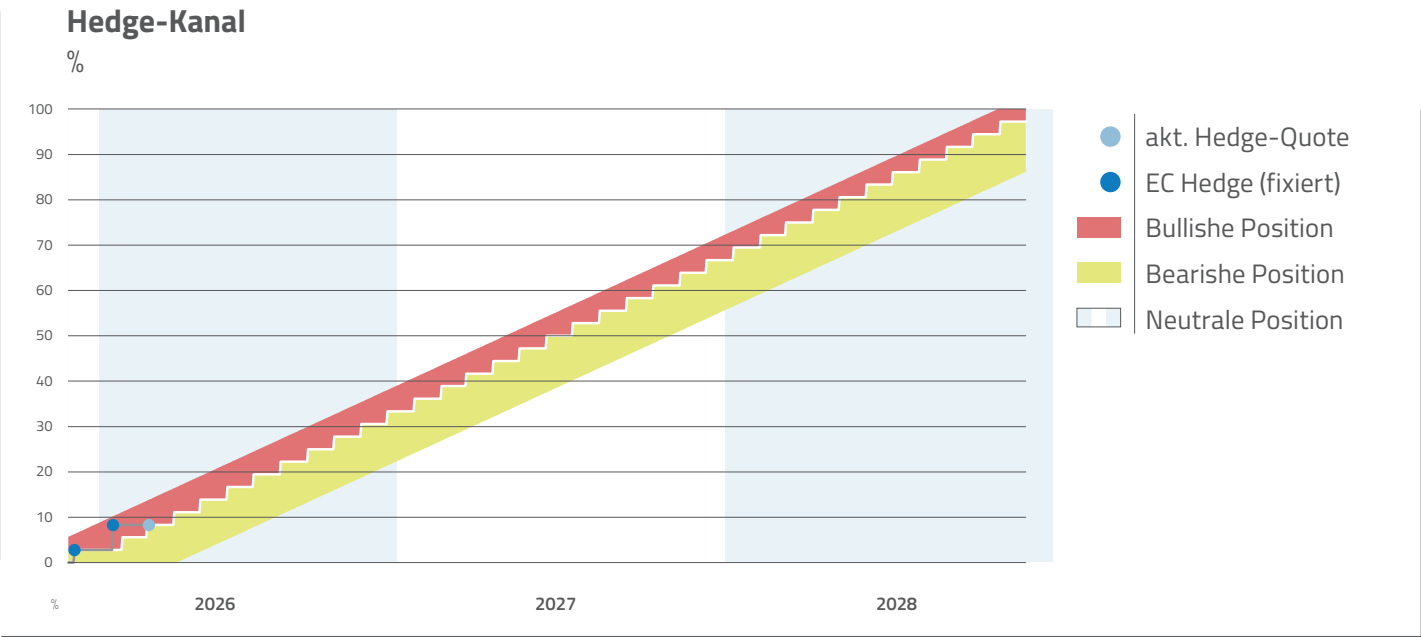
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	7.408 T€	- 20.472 €	7.046 - 7.697 T€ (95%) 6.897 - 7.846 T€ (99%)	6.869 - 7.874 T€ (95%) 6.640 - 8.104 T€ (99%)	6.661 - 8.082 T€ (95%) 6.337 - 8.407 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			67,07 - 78,23 €/MWh (95%) 64,52 - 80,78 €/MWh (99%)	64,04 - 81,26 €/MWh (95%) 60,10 - 85,20 €/MWh (99%)	60,47 - 84,83 €/MWh (95%) 54,91 - 90,39 €/MWh (99%)

Strom

2029

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
2029	3 von 36	8 GWh	8 %	71,28 €/MWh	71,13 €/MWh	2	0	- 15.639 €

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](#)

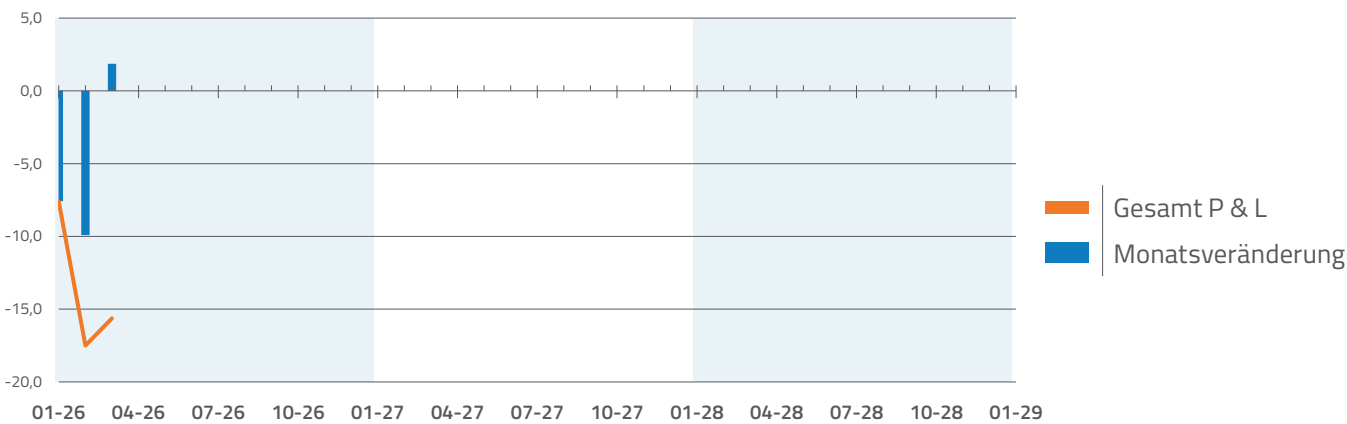
Profit and Loss | Value-at-Risk

2029

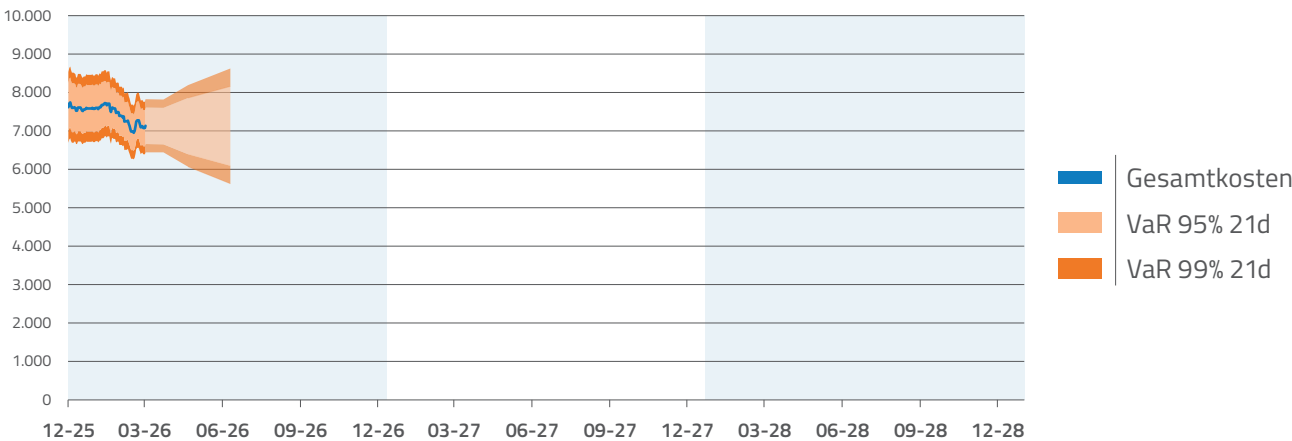
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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
2029	7.135 T€	- 15.639 €	6.654 - 7.602 T€ (95%) 6.440 - 7.816 T€ (99%)	6.397 - 7.859 T€ (95%) 6.066 - 8.190 T€ (99%)	6.094 - 8.162 T€ (95%) 5.626 - 8.630 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			65,73 - 76,07 €/MWh (95%) 63,39 - 78,41 €/MWh (99%)	62,93 - 78,87 €/MWh (95%) 59,32 - 82,48 €/MWh (99%)	59,62 - 82,18 €/MWh (95%) 54,52 - 87,28 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 79,00 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 75 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 80,60 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.900 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 73,72 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 42 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 72,65 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.372 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2029 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 71,28 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 8 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 70,90 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.128 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	78,46	75,21	75,48
enerchase - offene Position	80,60	72,65	70,90
enerchase - gesamt	79,00	73,72	71,28
Benchmark - gesamt	78,65	73,51	71,13
enerchase vs. BM - gesamt*	0,35	0,20	0,16
enerchase - gehedged in Y-1	84,22		
enerchase - gehedged in Y-2	81,36	77,99	
enerchase - gehedged in Y-3	74,36	74,78	75,48

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	75,00	41,67	8,33
enerchase - offene Position	25,00	58,33	91,67
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	25,00	58,33	91,67
enerchase vs. BM - offene Position*	0,00	0,00	0,00
enerchase - gehedged in Y-1	5,56		
enerchase - gehedged in Y-2	36,11	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	36,11	8,33

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

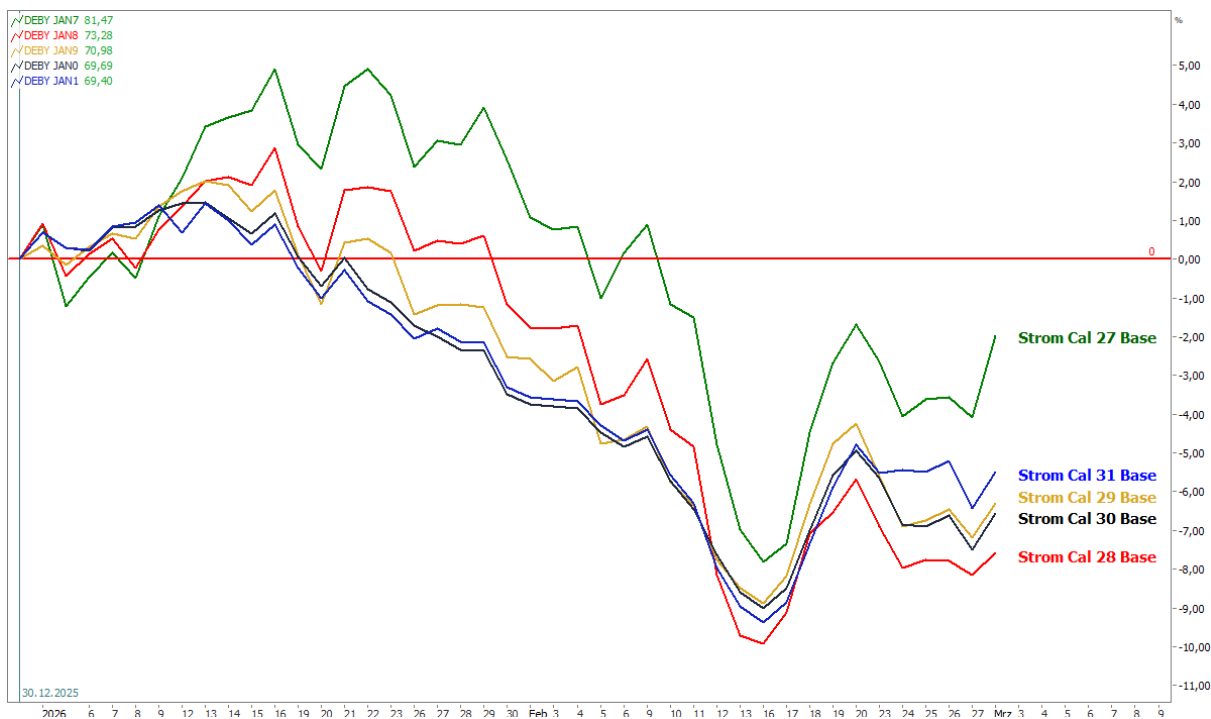
Beschaffungskosten

(in T€)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	5.885	3.134	629
enerchase - offene Position	2.015	4.238	6.499
enerchase - gesamt	7.900	7.372	7.128
Benchmark - gesamt	7.865	7.351	7.113
enerchase vs. BM - gesamt*	35	20	16
enerchase - gehedged in Y-1	468		
enerchase - gehedged in Y-2	2.938	0	
enerchase - gehedged in Y-3	2.479	2.701	629

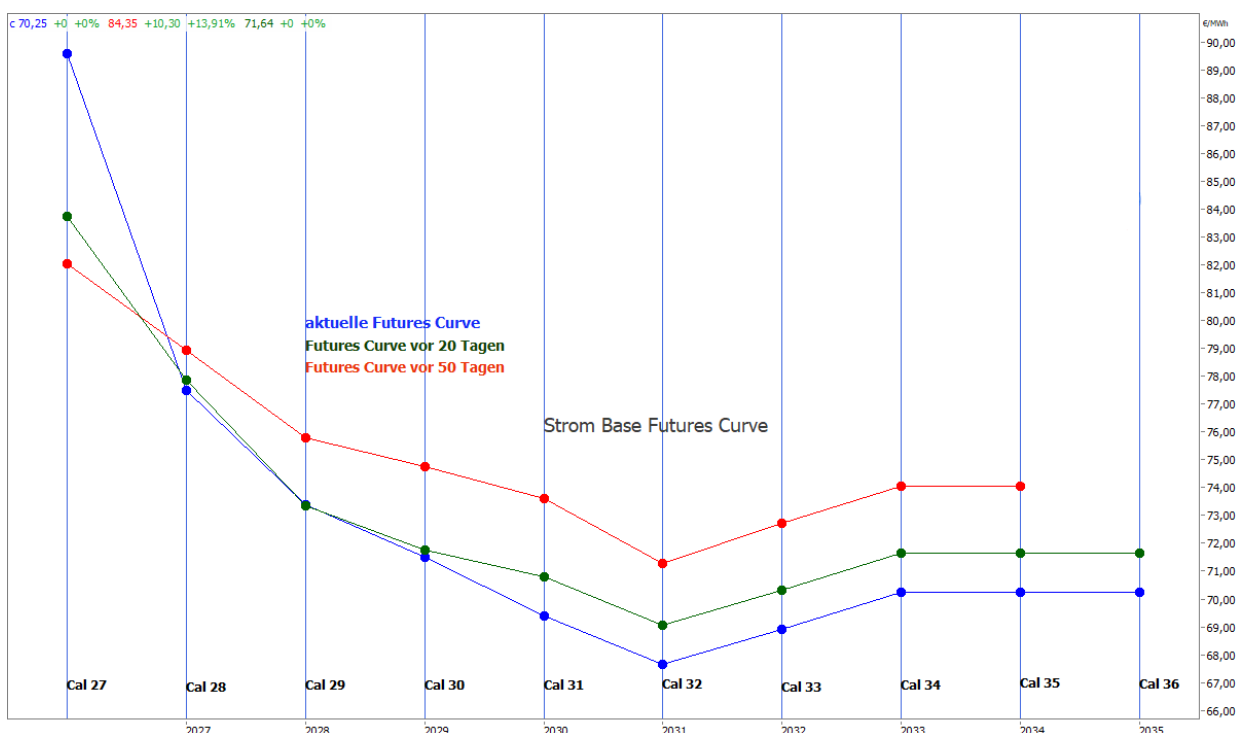
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

Indexierter Preisverlauf Strom Frontjahre Base
(Startpunkt: 01.01.2026) (EEX)



Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 27 Base (EEX)

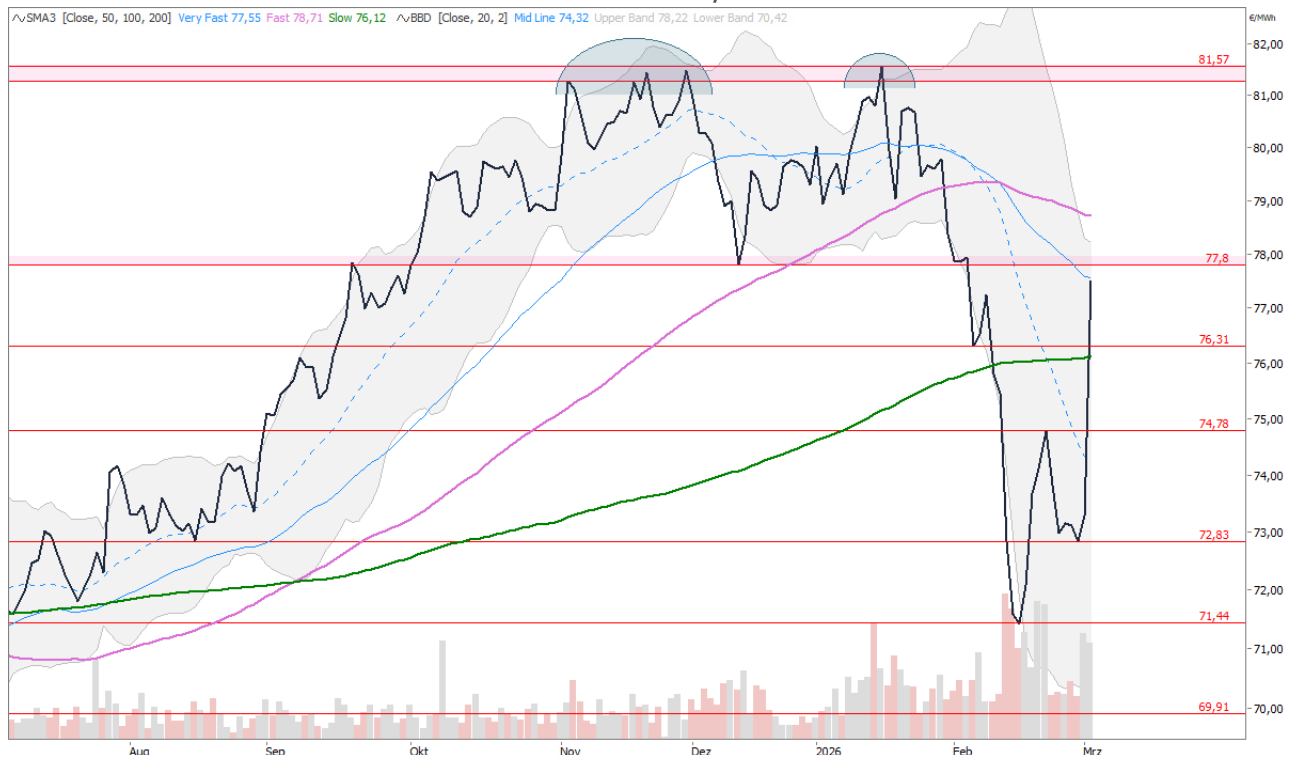


Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)



Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 29 Base (Daily) (EEX)



Strom Cal 29 Base (3-Jahreschart) (EEX)



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
01.08.2025	81,31	01.08.2025	81,31	2.778	0
18.08.2025	78,90	01.09.2025	81,66	2.778	7.667
06.10.2025	85,65	01.10.2025	83,36	2.778	-6.361
03.11.2025	85,48	03.11.2025	85,48	2.778	0
01.12.2025	84,82	01.12.2025	84,82	2.778	0
03.12.2025	83,40	02.01.2026	83,85	2.778	1.250
13.01.2026	85,74	02.02.2026	84,00	2.778	-4.833
06.02.2026	82,70	02.03.2026	81,47	2.778	-3.417

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	01.08.2025	73,32	2.778	4.083
29.08.2025	73,62	01.09.2025	75,09	2.778	4.083
29.08.2025	73,62	01.10.2025	77,79	2.778	11.583
03.11.2025	79,85	03.11.2025	79,85	2.778	0
01.12.2025	80,95	01.12.2025	80,95	2.778	0
09.12.2025	79,24	02.01.2026	80,02	2.778	2.167
02.02.2026	77,88	02.02.2026	77,88	2.778	0
03.02.2026	78,09	02.03.2026	73,28	2.778	-13.361

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2029

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
08.12.2025	76,85	02.01.2026	76,02	2.778	-2.306
21.01.2026	74,79	02.02.2026	73,80	2.778	-2.750
21.01.2026	74,79	02.03.2026	70,98	2.778	-10.583

Anhänge

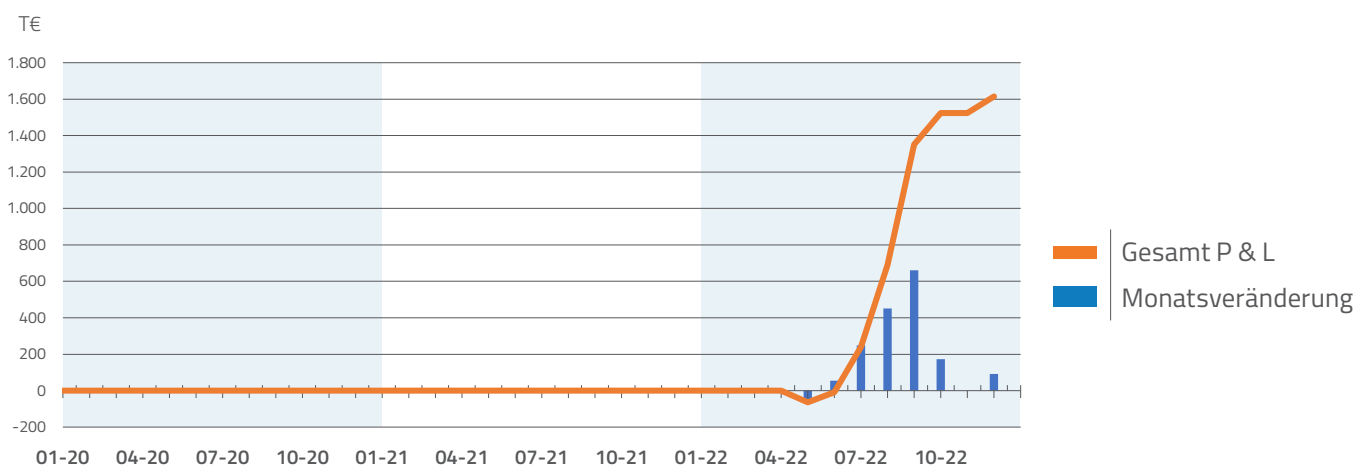
P&L History

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.

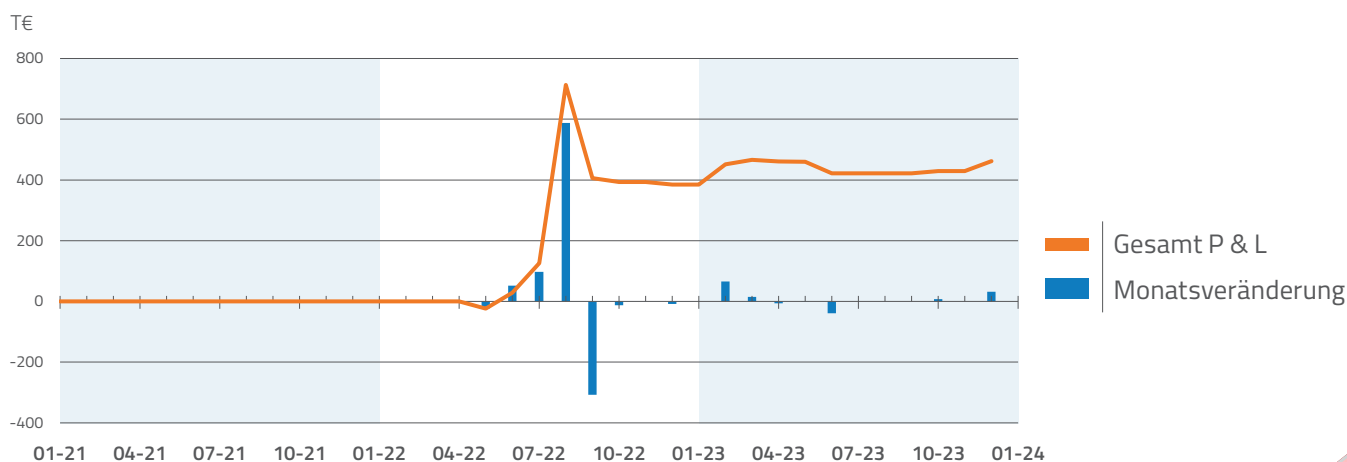


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

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

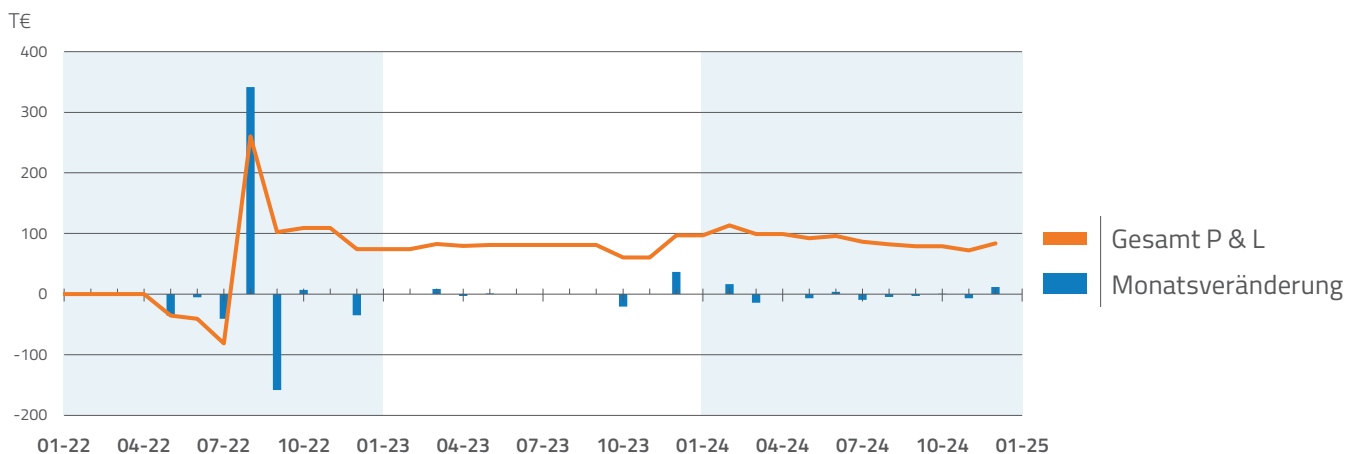
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2025

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2025 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2024 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.

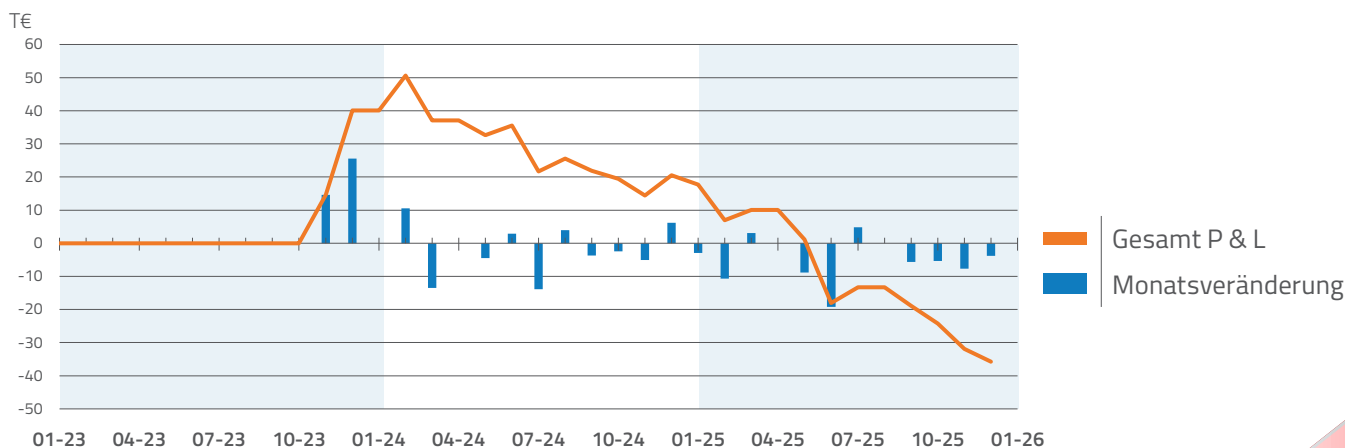


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2026

T€

Unser Verlust bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2026 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2025 in Summe 35.750 Euro. Der höchste Wert der P&L wurde im Februar 2024 mit einem Plus von 50.611

Euro erreicht. Der Minimalwert wurde im Dezember 2025 mit einem Minus von 35.750 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im Dezember 2023 mit einem Plus von 25.528 Euro. Der größte Verlust war im Juni 2025 mit einem Minus von 19.222 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 „Price-Cap“ und „Price-Floor“.

Der „Price-Cap“ 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 „Price-Floor“ 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 den Price-Cap sind die Tagesschlusskurse an der EEX. Für den Price-Floor sind die Tagesschlusskurse und Tagestiefs an der EEX entscheidend. Sollte kein Tagesschlusskurs vorliegen, wird ersatzweise auf den Settlementpreis abgestellt. Bei Erreichen eines Preis-Trigger soll am folgenden Handelstag die Tranche am Vormittag 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 „Price-Cap“-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 am Vormittag zu EEX-Ask-Handelspreisen. Sollte 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.

Marktdaten bereitgestellt von ICE Data Services

Risikohinweise

Die genannten Stoppsymbole 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 selbstständig 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 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 bewährten. 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 Attacken 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.

EnerChase GmbH & CO. KG
Taubnesselweg 5
47877 Willich
Deutschland
+49 2154 880 938 0

research@enerchase.de