

StromVKG: Einordnung des Höchstwertes für Langzeitkapazitäten und Analyse der impliziten Annahmen

Studie im Auftrag von: **uni
per**

16. Juni 2026



Einleitung

Aurora Energy Research wurde von Uniper beauftragt, den Höchstwert im neuen Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (StromVKG) zu untersuchen. Der Fokus lag dabei zum einen auf dem Vergleich der Höchstwerte mit den Kapazitätsmärkten europäischer Nachbarländer (Belgien, Großbritannien, Irland, Italien und Polen). Dies wurde mit einer vergleichenden, qualitativen Analyse untersucht.

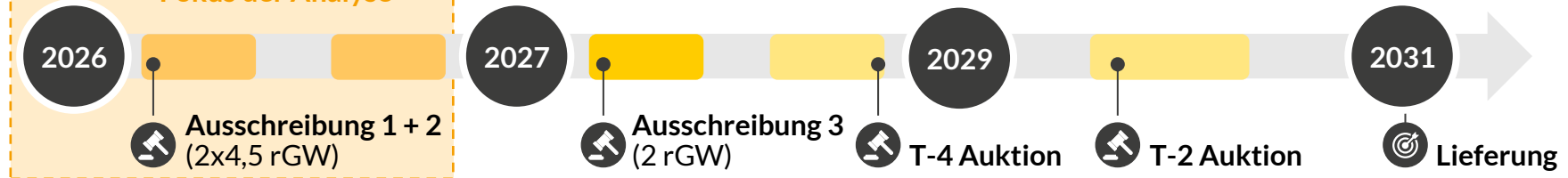
Zum anderen liegt der Fokus dieser Kurzstudie auf einer quantitativen Analyse der zugrundeliegenden Annahmen, die notwendig sind, um den wirtschaftlichen Ausbau sowie kompetitive Gebotsabgabe von Gaskraftwerken unter diesem Höchstwert zu ermöglichen.

1 Ausgangslage

11GW¹: 9GW Langzeitkapazitäten + 2GW weitere

+ Weitere T-4 und T-2 Auktionen¹

Fokus der Analyse



- Die folgende **Analyse konzentriert sich auf die Ausschreibungen der Langzeitkapazitäten**, die im September und Dezember 2026 in zwei Ausschreibungsrunden mit jeweils 4,5 rGW reduzierter Leistung vergeben werden.
- **Ziel der Ausschreibungen ist die Bereitstellung von zusätzlicher flexibler Kapazität** durch Neubau von Anlagen, um die Versorgungssicherheit in Zeiten geringer Erneuerbaren-Energien-Produktion sicherzustellen.
- **Die Ausschreibung für Langzeitkapazitäten reizt aufgrund der technischen Anforderungen** (10h Lieferzeitraum, max. 1h bis Wiedererfüllung) gezielt den Ausbau von Kraftwerksleistung auf Erd- und Biogasanlagen an, da die Anforderungen andere Technologien wie Batterie- oder Langzeitenergiespeicher de facto ausschließen.
- Für diese **Ausschreibungsrunden gilt ein Höchstwert von 173 €/rKW²/Jahr**.

2 Forschungsfrage und Ansatz

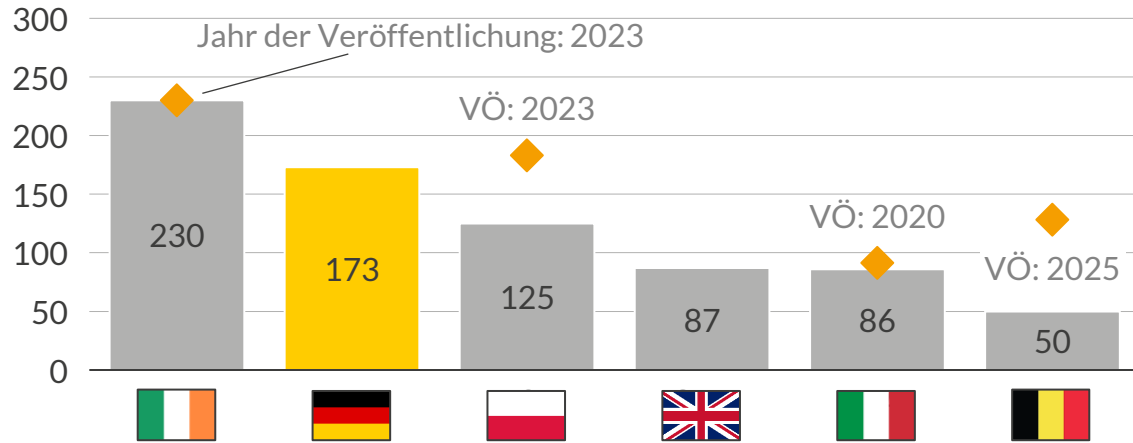
- Aufgrund der Tatsache, dass neugebaute Erdgaskraftwerke den Großteil der Kapazität in den Ausschreibungsrunden stellen werden, stellt sich die Frage:
Wie ist der Höchstpreis von 173 €/rKW im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit neuer Gaskraftwerke einzuordnen?
- Die Analyse untersucht ausschließlich die Wirtschaftlichkeit aus Investorenperspektive. Eine umfassende Bewertung des Höchstwertes erfordert zusätzlich die Berücksichtigung von Kosteneffizienz für Verbraucher und Steuerzahler, Wettbewerbsintensität und den Effekt auf den Ausbau alternativer Technologien.

1) Im Anschluss an die T-2 Kapazitäten wird erwartet, dass Deutschland einen regulären Kapazitätsmarkt ausschreibt. 2) „Derated“ Kapazität nach Ansatz der Reduktionsfaktoren.

Der Höchstwert im StromVKG wirkt im europäischen Vergleich hoch, allerdings unterscheiden sich Regulierung und Marktumfeld deutlich

Höchstwerte¹ und GuD-CONE² im europäischen Vergleich

in €/rkW

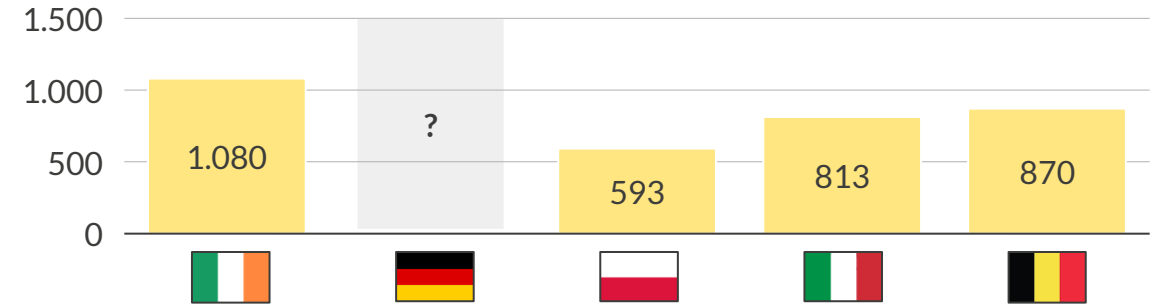


- Der Höchstwert in Kapazitätsmarktauktionen sollte sich an den **höchsten zu erwartenden Kosten für die teilnehmenden Technologien** orientieren, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden, besonders in Auktionen mit niedriger Wettbewerbsintensität.
- Die **Gebote in Kapazitätsmarktauktionen richten sich nach der Finanzierungslücke**, die dadurch entsteht, dass die Anlagen nur in wenigen Stunden zum Einsatz kommen und daher nicht allein durch den Verkauf des produzierten Stroms ihre Investitions- und Betriebskosten decken können.
- Gleichzeitig hat die Ausgestaltung der **Regulierung einen wichtigen Einfluss** auf die Gebote, indem sie Erlöse und Kosten beeinflusst (siehe nächste Seite).

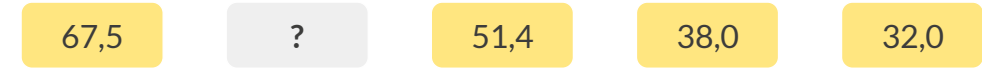
■ Höchstpreis ◆ CONE

Annahmen über GuD³-Investitionskosten in CONE-Berechnungen⁴

in €/kW



Annahmen über fixe Betriebskosten in CONE-Berechnungen, in €/kW/year



- Eine **Grundlage für die Höchstwerte sind die CONE**, die die annualisierten Gesamtkosten (Investitions- und fixe Betriebskosten) für den Neubau eines Referenzkraftwerks abbilden und von den nationalen Regulierungsbehörden für das Design der Kapazitätsmärkte berechnet werden.
- Im europäischen Vergleich ist festzustellen, dass die **Annahmen, die den CONE-Berechnungen zugrunde liegen, stark variieren**. Während beispielsweise Polen die Investitionskosten bei 593 €/kW ansetzt, ist die irische Annahme mit 1080 €/kW fast doppelt so hoch.⁵
- Die **Bundesregierung hat bisher nicht transparent gemacht**, welchen CONE-Wert sie bei der Bestimmung ihres Höchstwertes angelegt hat.

1) Für Länder außerhalb Deutschlands bezieht sich der Höchstwert auf die jeweils letzte durchgeführte Auktion von existierenden Kapazitätsmärkten. 2) Cost of New Entry, 3) Gas- und Dampfturbinen. 4) Werte für Investition in 2028. Großbritannien veröffentlicht keine regelmäßigen CONE-Werte. 5) Beim Vergleich der CONE-Werte zwischen den europäischen Ländern muss außerdem auch noch das unterschiedliche allgemeine Preisniveau berücksichtigt werden.

Die Finanzierungslücke bestimmt die notwendigen Gebote im Kapazitätsmarkt und wird stark von der Regulierung beeinflusst

Komponenten der Finanzierungslücke

Finanzierungslücke



Barwert der Kosten

- Investitionskosten
- Umrüstkosten
- Betriebskosten
- Sicherheitsleistungen
- Kapitalkosten



Barwert der Erlöse

- Großhandelserlöse¹
- Momentanreserve
- Regelleistung
- Redispatch

Effekt von Regulierung auf Finanzierungslücke und Höchstwert



Abschöpfung: Wenn Anlagenbetreiber bei hohen Strompreisen Rückzahlungen leisten müssen, reduziert das die Erlöse aus dem Strommarkt.



Vertragsdauer: Wenn Anlagen über einen längeren Zeitraum mit sicheren Erlösen aus dem Kapazitätsmarkt rechnen können, reduziert das das Risiko für Investoren und führt zu niedrigeren Kapitalkosten.



Klimaneutralität: Wenn Anlagen beispielsweise auf Wasserstoff umrüsten müssen, führt das zu höheren Investitionskosten und Brennstoffkosten, was die Margen der Anlagenbetreiber schmälert.



Reduktionsfaktoren: Der Höchstwert ist in Euro pro kW reduzierte Kapazität definiert, höhere (niedrigere) Reduktionsfaktoren führen daher zu höheren (niedrigeren) Kapazitätzahlungen pro Einheit Nennleistung.



Inflationsanpassung: Werden die Zahlungen aus dem Kapazitätsmarkt an die Inflation angepasst, so steigert das den Wert der garantierten Zahlungen, wodurch Gebotswerte niedriger ausfallen können.



Risiken durch potenzielle Pönalen: Müssen die Unternehmen mit Strafzahlungen (z.B. durch Nichtverfügbarkeit) rechnen, so wird dies als Risikoprämie eingepreist und erhöht die Gebote.









Sicherheiten: Müssen zum Gebotszeitpunkt Sicherheiten hinterlegt werden, die für einen längeren Zeitraum gebunden sind, so entstehen Opportunitätskosten, die berücksichtigt werden müssen.



Erbringung von Systemdienstleistungen: Müssen die Anlagen Systemdienstleistungen (z.B. Momentanreserve) erbringen, so kann das mit zusätzlichen Kosten einhergehen.²


1) Zusätzlich zu den regulären Preisen muss hier der Wert von außergewöhnlichen Perioden hoher Strompreise eingepreist werden, wie beispielsweise während der aktuellen Energiepreiskrise. 2) Im Entwurf für das StromVKG müssen Anlagen auch dann Systemdienstleistungen erbringen, wenn sie nicht produzieren. Dies kann zu zusätzlich notwendigen Investitionen führen, um diese Anforderungen zu erfüllen.

Das StromVKG stellt im europäischen Vergleich hohe Anforderungen an Bieter, was tendenziell eine größere Finanzierungslücke bedeutet

Land	Regulierungsoptionen						
	Erlösab-schöpfung ¹	Max. Vertragsdauer	Dekarboni-sierungskriterien ²	Inflations-anpassung	Erbringung von Systemdienstl.	Reduk-tionsfctr.	Finanz. Sicherheit
 Deutschl.	~240 €/MWh	15 Jahre	H2-Readiness + Dekarb. i.d. Ver-tragslaufzeit (2045)	Keine ³	Momentan-reserve ⁴ (verpflichtend)	0,85	Bis zu 3x des Höchst-werts ⁶
 Belgien	~320-370 €/MWh	15 Jahre	Dekarbonisierung bis 2050	Keine	Nicht vorhanden	0,93	<50% des Höchstwerts
 Großbrit.	Nicht vorhanden	15 Jahre	H2 Readiness	Jährliche Anpassung	Nicht vorhanden	0,91	<50% des Höchstwerts
 Polen	Nicht vorhanden	17 Jahre	Keine	Jährliche Anpassung	Nicht vorhanden	0,93	<50% des Höchstwerts
 Irland	~500 €/MWh	10 Jahre	Keine	Einmalige Anpassung	Nicht vorhanden	0,65-0,88 ⁵	<50% des Höchstwerts
 Italien	~280 €/MWh	15 Jahre	Keine	Keine	Nicht vorhanden	0,80	<50% des Höchstwerts

 Marktüblich

 Aus Betreibersicht ungünstiger als in der Mehrzahl der anderen Kapazitätsmärkte

 Kein Pendant in anderen Märkten, zusätzliche Kostenbelastung für Betreiber

Kommentare

- Das StromVKG sieht im europäischen Vergleich ein hohes Maß an Erlösabschöpfung und niedrige Reduktionsfaktoren für Gaskraftwerke vor.
- Die Verpflichtung zum klimaneutralen Betrieb der Anlagen ab 2045 sowie die Anforderung zur Erbringung von Momentanreserve sind im europäischen Vergleich fast einzigartig.
- Die Höhe der zu hinterlegenden Sicherheiten übersteigt die Anforderungen anderer Märkte deutlich.
- Im Ergebnis bedeutet dies im deutschen Markt geringere Erlöserwartungen bei höheren Kosten und damit eine größere Finanzierungslücke, die den hohen Höchstwert relativiert.

1) Basierend auf aktuell gültigen Werten bzw. Preisen (Gas 50 €/MWh, CO₂ 77 €/t.) 2) Ein Emissionslimit von <550 gCO₂/kWh gilt in allen Märkten. 3) Laut Gesetzentwurf wurde Inflationserwartung bis zum Investitionszeitpunkt im Höchstwert berücksichtigt. 4) Erbringung auch ohne Wirkleistungseinspeisung. 5) In Abhängigkeit der Anlagengröße; 6) bei Gebot zum Höchstwert kumuliert 510€/kW: Gebotssicherheit (15% x 173 = 26 €/kW) Realisierungssicherheit (1,8 x 173 = 311 €/kW), Verfügbarkeitssicherheit (1 x 173 = 173 €/kW). | Quellen: Aurora Energy Research, B'Reg, SEM Committee, SEMO, Eia, CREG, EU Kommission, ARERA, Terna, URE, DESNZ, Ofgem

In den vergangenen Kapazitätsmarktauktionen waren Gaskraftwerke nur bei hohen Zuschlagspreisen erfolgreich

Zuschlagspreise¹ und bezuschlagte Kapazitäten von neuen Gaskraftwerksprojekten in T-4 Kapazitätsmarktauktionen² der vergangenen drei Jahre in Großbritannien, Irland, Belgien, Polen und Italien

Zuschlagspreis €/rkW, real 2025



● Großbritannien ▲ Irland ◆ Belgien ■ Polen ○ Italien

Kommentare

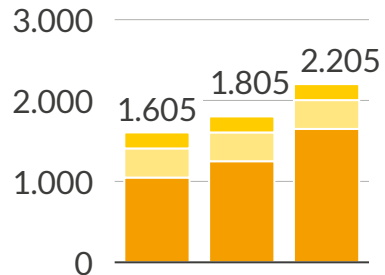
- In den jüngsten T-4-Auktionen wurden kaum neue Gaskraftwerke bezuschlagt, dies liegt vor allem an dem Wettbewerb mit günstigeren Technologien (insb. Batteriespeicher), die sowohl die Markträumungspreise drücken als auch einen Großteil der nachgefragten Kapazität abdecken.
- Lediglich in Polen wurden zuletzt größere Volumina neuer Gaskraftwerke vergeben (ca. 5,7 GW in 2025). In Deutschland ist die Nachfrage mit >10 GW Nennleistung (9 rGW) ungleich größer, weshalb Kannibalisierung von Markterlösen und Druck auf die Lieferkette zu höheren Gebotspreisen führen können.
- Die Höchst- und Gebotspreise der anderen Länder sind daher nur eingeschränkt auf den deutschen Fall übertragbar.

1) Für Italien, Polen und Großbritannien: Einheitlicher pay-as-clear Markträumungspreis; Für Belgien: Höchste erfolgreiche Gebote (pay-as bid Auktion); Für Irland: Durchschnittswert der Zuschlagspreise für neue Gaskraftwerke. 2) T-4 bezeichnet die vierjährige Vorlaufzeit zwischen Auktion und Lieferbeginn. T-4 Kapazitätsmarktauktionen sind für Neubauprojekte maßgeblich. Quellen: Aurora Energy Research, NESO, SEMO, Elia, Terna, PSE, RTE

Um eine wirtschaftliche Investition zu ermöglichen, braucht eine GuD bei einem Barwert der Kosten von 1805 €/kW eine Marge von min. 47 €/MWh

1a Der mittlere Barwert der Kosten beträgt 1805 €/kW, während...

Barwert der Kosten
in €/kW, real 2025

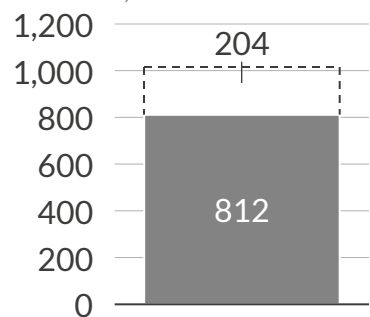


Investitionskosten Zusätzliche Investitionskosten Fixe Betriebskosten

- Im Barwert der Kosten dominieren die **Investitionskosten**, auch deshalb weil die Betriebskosten durch die Vorlaufzeit der Investitionen stark diskontiert werden.
- Als weitere Kostenpunkte werden die Kosten zur Erfüllung der technischen Anforderungen zur Erbringung von **Momentanreserve, die H2-Umrüstung** sowie die zu hinterlegenden **Sicherheitsleistungen** berücksichtigt.

1b ... der Barwert der Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt bei 812 €/kW liegt.

Barwert der Erlöse
in €/kW, real 2025

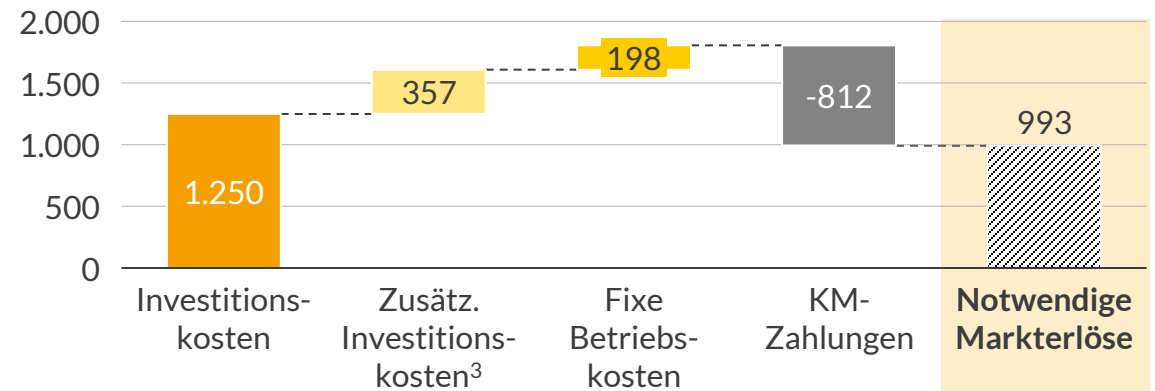


Kapazitätsmarktzahlung Zusätzliche Erlöse bei 4% Diskontrate (real, vor Steuern)

- Barwert der Kapazitätzahlungen nimmt an, dass der **Höchstwert von 173 €/rkW** abgegeben wurde und diese **Zahlung ab dem Jahr 2033 für 15 Jahre** getätigt wird.
- Das **Gebot wurde mit dem Reduktionsfaktor von 0,85 angepasst**, so dass 147 €/kW für die Nennleistung gezahlt werden.
- Bei niedrigerer Diskontrate von 4% steigt der Barwert der Erlöse** bei Höchstwertzuschlag auf 1016 €/kW.

2 Es müssen daher 993€/kW marktliche Erlöse erwirtschaftet werden.

Barwert der Zahlungsströme und notwendige Markterlöse²
in €/kW, real 2025



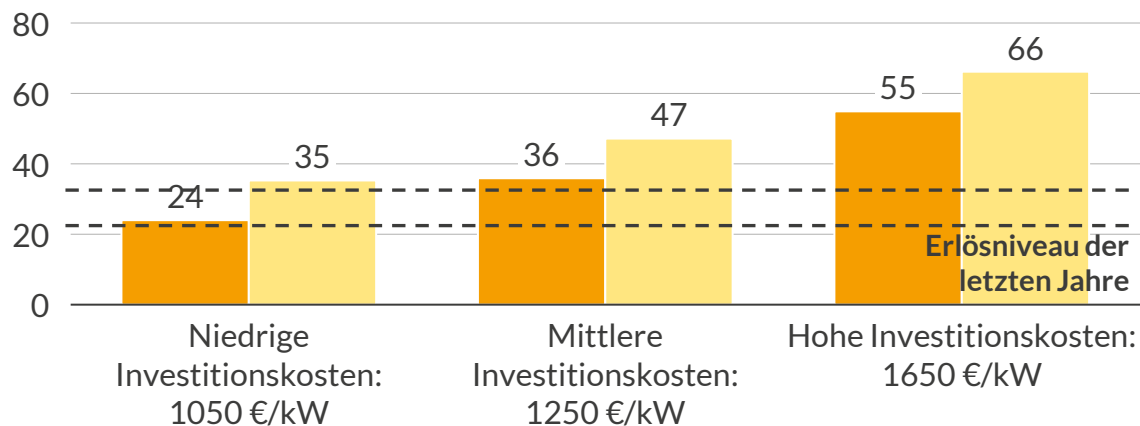
- Der **Barwert der Investitions- und Betriebskosten übersteigt den der Kapazitätsmarktzahlungen um 993 €/kW**. Dieser Unterschied muss am Strommarkt erwirtschaftet werden, damit sich die Investition lohnt.
- Da die Kapazitätsmarktzahlungen auf dem Höchstwert basieren, **stellt die Berechnung eine Untergrenze der marktlichen Erlöse über den Brennstoff- und Kohlenstoffkosten („Marge“)** dar, die mindestens notwendig sind, um wirtschaftliche Investitionen in Gaskraftwerke zu ermöglichen.
- Basierend auf aktuellen Marktausblickten für die Volllaststunden eines GuD⁴ muss daher eine **durchschnittliche Marge von mindestens 47 €/MWh** erwirtschaftet werden.

1) Entsprechend den veröffentlichten Kosten des neugebauten Gaskraftwerks in Danzig. Basierend auf einer Literaturrecherche von Aurora Energy Research liegt dieser Wert in der Bandbreite anderer veröffentlichter Werte, die zwischen 1050-1700 €/kW liegen. 2) Zentrale Annahmen der Berechnung. CAPEX: 1250 €/kW, Fixe Betriebskosten: 30 €/kW/J, Kosten der Momentanreserve: 157 €/kW, Kapitalkosten (Großhandel): 9%, Kapitalkosten (Kapazitätsmarkt): 6%, Inflation: 2%. 3) Inklusive Kosten der Momentanreserve, H2-Umwandlung und Kosten für zu hinterlegende Sicherheitsleistungen. 4) 2030: 4000 h/Jahr, 2040: 3000 h/Jahr, 2050: 2000 h/Jahr. | Quelle: Aurora Energy Research

Die erforderliche Marge liegt nur bei Annahme niedriger Investitions- und Kapitalkosten innerhalb der Spanne der letzten Jahre

3 Die notwendigen Margen hängen stark von den Annahmen ab...

Notwendige Marge in Abhängigkeit von Kapital- und Investitionskosten
in €/MWh, real 2025

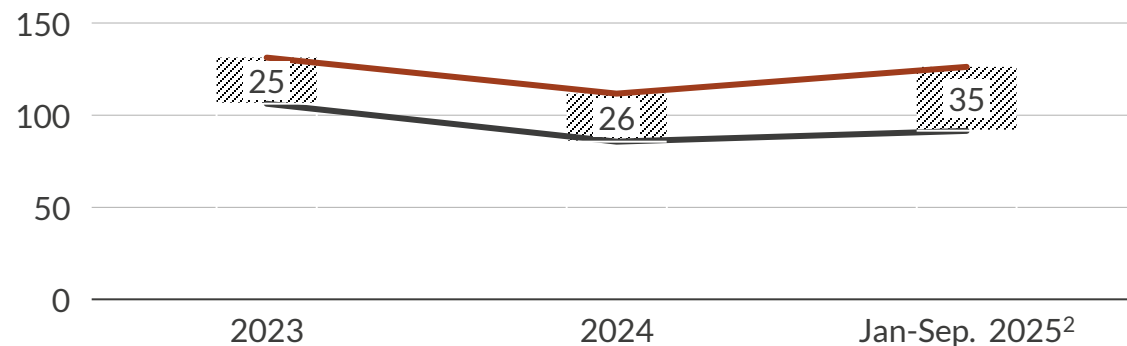


- Kapitalkosten: Kapazitätsmarkt 4%, Großhandel 9% (real, vor Steuern)
- Kapitalkosten: Kapazitätsmarkt 6%, Großhandel 9% (real, vor Steuern)

- Die notwendige Marge über den Gas- und CO₂-Kosten variiert stark mit den Annahmen (z.B. Investitionskosten, Kapitalkosten¹, Volllaststunden).
- Die notwendigen Erlöse liegen nur für niedrige Investitions- und Kapitalkosten innerhalb der Spanne der letzten Jahre (siehe rechte Seite).
- In den vergangenen Jahren sind die Investitionskosten für GuD-Turbinen deutlich angestiegen. Dies liegt unter anderem an Knappheitspreisen durch die international hohe Nachfrage nach Gaskraftwerken, steigender Inflation und Produktionsengpässen.

4 ... sie liegen jedoch deutlich über dem Erlöslevel der letzten Jahre

Historische Markterlöse, Kosten und Marge²
in €/MWh, real 2025



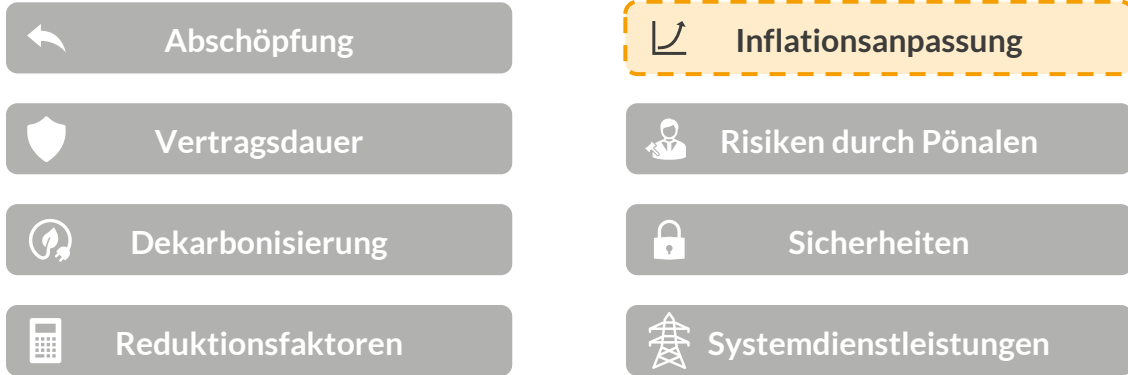
- Historische Marge
- Markterlöse (inkl. Clawback)
- Gas + CO₂ Kosten

- In den Jahren 2023 und 2024 hätten die Margen unter Berücksichtigung der Preisspitzenabschöpfung bei ~25 €/MWh gelegen; 2025 (bis September) mit ~35 €/MWh leicht darüber³. Dieses Niveau reicht nicht aus, um bei einem Höchstwert von 173 €/rKW wirtschaftliche Investitionen zu ermöglichen.
- Langfristig ist davon auszugehen, dass die Markterlöse ansteigen werden, da die GuD weniger zur Deckung der Grundlast benötigt werden und stattdessen vor allem in Hochpreisstunden zum Einsatz kommen. Durch die Erlösabschöpfung und da GuD jedoch in deutlich mehr Stunden preissetzend sind, bedeutet dies nicht zwangsweise, dass ihre Margen deutlich ansteigen.

1) Aufgrund des unterschiedlichen Risikos werden in der Regel unterschiedliche Kapitalrendite-Anforderungen für Großhandel und Kapazitätszahlungen angesetzt. 2) Auf Basis von sechs aktiven GuD-Kraftwerken wurde ein durchschnittlicher Marktwert ermittelt. Dazu wird der Erlös pro Stunde berechnet, wobei der Marktpreis auf den Clawback-Preis gedeckelt wird. Dieser Clawback-Preis wird jährlich anhand der durchschnittlichen Gas- und CO₂-Preise bestimmt. Ohne Startkosten. 3) Anlagenspezifische Produktionsdaten sind zum Zeitpunkt der Berechnung nur bis September 2025 verfügbar. In der Regel liegen Strompreise im Winter über dem Jahresdurchschnitt. | Quellen: Aurora Energy Research, ENTSO-E

Durch eine Anpassung an die Inflation können die Kapazitätsmarkterlöse deutlich erhöht und damit die notwendigen Markterlöse verringert werden

5 Regulierungsoptionen mit Auswirkungen auf den Höchstwert

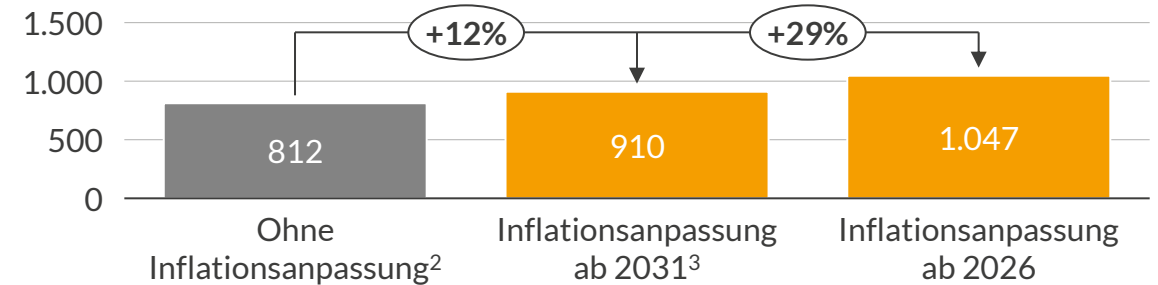


Deep-dive auf der rechten Seite

- Der Vergleich mit anderen Kapazitätsmärkten (siehe Seite 5) hat gezeigt, dass das StromVKG in vielerlei Dimensionen höhere Anforderungen stellt, als europäische Nachbarmärkte, die zu höheren Kosten führen (beispielsweise durch die Risiken von Pönalen) oder die Erlöse reduzieren (beispielsweise durch eine fehlende Inflationsanpassung).
- Eine Möglichkeit die notwendigen Markterlöse zu reduzieren, ohne den Höchstwert anzupassen, könnte darin bestehen, den Regulierungsrahmen zu überarbeiten, um so den kostengünstigeren Ausbau von flexiblen Erzeugungskapazitäten zu ermöglichen.

6 Deep Dive: Inflationsanpassung reduziert notwendige Markterlöse

Barwert der Erlöse¹
in €/kW, real 2025



Notwendige Margen, in €/MWh



- Eine solche Politikmaßnahme, um die Erlöse der GuD unter dem StromVKG zu erhöhen, ist die Anpassung der Zahlungen an die Inflation.³ Denn ohne eine solche Anpassung sinkt der reale Wert der Zahlungen stark über die Zeit.
- Unter der Annahme von 2% Inflation über die Zeit erhöht sich der Barwert der zukünftigen Kapazitätzahlungen um bis zu 12% auf 1.047 €/kW.
- Dadurch sinkt die erforderliche Marge über den Gas- und CO₂-Kosten unter Annahme mittlerer Investitionskosten auf bis zu 36 €/MWh – was deutlich näher an den historischen Werten läge.

1) Unter der Annahme mittlerer Investitionskosten und einem WACC von 6% für die Kapazitätsmarktzahlungen. 2) Kapazitätsmarkterlöse bei einer Diskontrate (real, vor Steuern) von 6% (siehe Seite 7). 3) Ab Beginn der Zahlungen. 4) Eine solche Anpassung der Zahlungen an die Inflation ist in den anderen Märkten vorgesehen, auf denen wir auf Seite 6 einen signifikanten Neubau von Gaskraftwerken gesehen haben (Polen, Irland, Großbritannien).

Zusammenfassung: Kernergebnisse der Analyse



Vergleich von europäischen Kapazitätsmechanismen

- Der Höchstwert im deutschen StromVKG liegt deutlich über den Höchstwerten in den Kapazitätsmärkten einiger europäischer Nachbarländer.
- Allerdings erzeugt das deutsche Ausschreibungsdesign zusätzliche Kosten und niedrigere Erlöse, beispielsweise durch eine Erlösabschöpfung bei vergleichsweise niedrigem Auslösepreis, die Inflationsanpassung oder die Erbringung von Momentanreserve.
- Im Ergebnis bedeutet dies eine größere Finanzierungslücke, die den hohen Höchstwert relativiert.



Analyse vergangener europäischer Kapazitätsmarktauktionen

- In den Auktionen seit 2025 wurden lediglich in Polen bei Markträumungspreisen von jeweils über 100€/rkW neue Gaskraftwerke in einem größeren Umfang bezuschlagt. Das in Deutschland für Gaskraftwerke ausgeschriebene Volumen liegt deutlich über den jüngst im Ausland bezuschlagten Mengen.
- In anderen Auktionen wurden Gaskraftwerke, die zu niedrigeren Zuschlägen erfolgreich waren, teilweise nicht gebaut.



Analyse der notwendigen Markterlöse

- Bei mittleren Annahmen für Investitionskosten und WACC muss ein neues Gaskraftwerk auch bei einem Gebot in Höhe des Höchstwerts marktliche Erlöse von 47 €/MWh, deutlich über der historischen Spannbreite, erwirtschaften.
- Die Analyse zeigt, dass der Höchstwert nur unter Annahme niedriger CAPEX, günstiger Kapitalkosten oder hoher Strommarkterlöse außerhalb des Kapazitätsmarktes eine wirtschaftliche Investition ermöglicht.

Details und Haftungsausschluss

Publikation:

StromVKG: Einordnung des Höchstwertes für Langzeitkapazitäten und Analyse der impliziten Annahmen

Kunde:

Uniper SE

Datum:

16. Juni 2026

Allgemeiner Haftungsausschluss

Dieses Dokument wird Ihnen in der vorliegenden Form nur zur Information bereitgestellt und Aurora Energy Research Limited sowie alle Tochtergesellschaften (zusammen, "Aurora"), seine Geschäftsführer, Mitarbeiter, Vertreter oder verbundene Unternehmen (zusammen nachfolgend als seine "Partner" bezeichnet), gibt hinsichtlich der Richtigkeit, Verlässlichkeit oder Vollständigkeit weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Zusicherung oder Gewährleistung ab. Aurora und seine Partner übernehmen keine Verantwortung und keine Haftung für jedweden Schaden, der aus der Nutzung dieses Dokuments entsteht. Dieses Dokument darf für keinen Zweck herangezogen oder als Grundlage verwendet oder als Ersatz für Ihre eigenen Untersuchungen und fundierten Beurteilungen verwendet werden. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen spiegeln unsere Überzeugungen, Annahmen, Absichten und Erwartungen zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Dokuments wider; Änderungen sind vorbehalten. Aurora übernimmt keine Verpflichtung zur Aktualisierung dieser Informationen und beabsichtigt keine solche Aktualisierung.

Zukunftsgerichtete Aussagen

Dieses Dokument enthält zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen, die Auroras aktuelle Einschätzung hinsichtlich zukünftiger Ereignisse und finanzieller Ergebnisse widerspiegeln. Wörter wie "glauben", "erwarten", "planen", "können", "werden", "würden", "könnten", "sollten", "voraussehen", "schätzen", "prognostizieren", "beabsichtigen", oder "Prognose" bzw. Varianten dieser Wörter oder anderer ähnlicher Ausdrücke werden eingesetzt, um zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen als solche zu kennzeichnen. Tatsächlich eintretende Ergebnisse können sich, da sie bekannten oder unbekanntem Risiken und Unsicherheiten unterliegen, von den Erwartungen, die in diesen zukunftsgerichteten Aussagen formuliert oder impliziert sind, wesentlich abweichen. Zu bekannten Risiken und Unsicherheiten gehören unter anderem: vertragliche Risiken, die Bonität von Kunden, die Leistung von Lieferanten und die Verwaltung von Anlagen und Personal; Risiken im Zusammenhang mit finanziellen Faktoren wie der Volatilität von Wechselkursen, der Erhöhung von Zinssätzen, Beschränkungen in Bezug auf den Kapitalzugang sowie Schwankungen auf den globalen Finanzmärkten; mit inländischen und ausländischen staatlichen Vorschriften verbundene Risiken einschließlich Exportkontrollen und wirtschaftlichen Sanktionen und weitere Risiken wie z. B. Rechtsstreitigkeiten. Die oben genannte Liste ist nicht abschließend.

Urheberrecht

Dieses Dokument und sein Inhalt (unter anderem der Text, die Abbildungen, Grafiken und Illustrationen) ist urheberrechtlich geschütztes Eigentum von Aurora.

Kein Teil dieses Dokuments darf ohne vorherige schriftliche Genehmigung von Aurora kopiert, vervielfältigt, verteilt oder in irgendeiner Art und Weise kommerziell genutzt werden.

Anhang 1: Quellenangaben und Erläuterungen der Annahmen

Kategorie	Wert	Quelle	Kommentare
Investitionskosten – Untergrenze	1050 €/kW	FÖS ¹	Link: https://foes.de/publikationen/2024/2024-10_FOES_Kraftwerkssicherheitsgesetz.pdf
Investitionskosten – Mittlerer Wert	1250 €/kW	Energa	Link: https://ir.energa.pl/en/pr/857738/signing-of-agreement-with-the-general-contractor-for-the-construction-of-the-ccgt-power-plant-in-gdansk
Investitionskosten – Obergrenze	1700 €/kW	Afry	Link: https://www.linkedin.com/posts/afrys-view-on-upcoming-german-capacity-tenders-ugcPost-7459490729216802816-w664
Zusätzliche Investitionskosten Momentanreserve	150 €/kW	AER	Link: go.auroraer.com/l/885013/2024-10-23/nn11j
Inflation	2% pro Jahr	EZB ²	Link: https://www.ecb.europa.eu/ecb/orga/tasks/monpol/html/index.de.html
Kapitalkosten	9%	AER	Link: go.auroraer.com/l/885013/2024-10-23/nn11j
Fixe Betriebskosten	30 €/kW/Jahr	ERAA ³	Link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2025_Annex1_InputData_ENTSOEProposal_Dec2025.pdf
Volllaststunden	2030: 4000 h/Jahr, 2040: 3000 h/Jahr, 2050: 2000 h/Jahr	Model- lierung	Annahme basierend auf den aktuellen Volllaststunden eines Gaskraftwerkes und der Annahme, dass diese in den kommenden Jahren bis auf ein Niveau von 2000 h/Jahr im Jahr 2050 absinken.

FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, AER – Aurora Energy Research, ERAA – European Resource Adequacy Assessment

1) Basierend auf einer Literaturrecherche des FÖS bei der die gefundenen Werte für die Investitionskosten für deutsche GuD bei 950 €/kW₂₀₂₁ und 1000 €/kW₂₀₂₃ liegen. 2) Die EZB strebt ein Inflationsziel von 2% pro Jahr. 3) European Resource Adequacy Assessment, der Wert von 30€/kW/Jahr liegt dabei deutlich am Ende der betrachteten fixen Betriebskosten (siehe [Seite 3](#)).