

BDEW-Vorwort zur Studie

Auswirkungen geplanter regulatorischer Maßnahmen auf die Stromgestehungskosten von Wind an Land und Photovoltaik: Analyse der kumulativen Wirkung von sieben Maßnahmen aus EEG 2027, Netzanschlusspaket und AgNes-Festlegungsentwurf

Kernaussage der Studie

Die Studie verdeutlicht, dass die verschiedenen Instrumente (SAL, BKZ, RDV, AgNes, CfD etc.) hinsichtlich der Standortwahl beim Ausbau neuer EE-Projekte eine Lenkungswirkung entfalten, wenn Wettbewerb in den EEG-Ausschreibungen vorhanden ist: wenn Zuschlagswerte sinken, können RDV-Kosten nicht eingepreist werden und es wird in kapazitätslimitierten Gebieten nicht gebaut. In anderen Worten: Ein Standortsignal funktioniert dann sinnvoll, wenn Projekte tatsächlich zwischen Standorten ausweichen können und außerhalb der Engpassgebiete noch wirtschaftlich realisierbar sind. Die Ergebnisse zeigen, dass vor allem Windenergieanlagen an Land diese Voraussetzung erfüllen; für diese Bewertung wurden die RDV-Kosten aus den Stromgestehungskosten herausgerechnet. Bei PV-Freifläche hingegen besteht die Möglichkeit, dass auch außerhalb von kapazitätslimitierten Gebieten kein Ausbau stattfindet, da die Belastungen auch ohne die Mehrkosten des RDV bereits so hoch sind, dass sie den Höchstwert im EEG übersteigen. Der BDEW fordert von daher in seiner Stellungnahme zum EEG die Prüfung und Anhebung des Höchstwerts für PV-Freiflächenanlagen.

Entscheidend ist aus Sicht des BDEW insgesamt ein kohärenter regulatorischer Rahmen, der Investitions- und Planungssicherheit für neue Erzeugungsanlagen schafft und zugleich Anreize für eine effiziente Nutzung knapper Netzkapazitäten setzt sowie ein ambitionierterer Netzausbau.

Ausgangslage und Ziel der Studie

Mit dem EEG 2027, dem Netzanschlusspaket 2027 sowie der Weiterentwicklung der Allgemeinen Netzentgeltssystematik Strom (AgNes) stehen **verschiedene regulatorische Änderungen im Raum, die sich - vor allem in Kombination - auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE) auswirken können**. Die vorliegende Prognos-Studie hatte zum Ziel, die **kumulativen Auswirkungen** anstehender regulatorischer Änderungen auf die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) neuer Windenergie- und Photovoltaikanlagen (PV) in Deutschland darzustellen.

In die quantitative Betrachtung flossen die folgenden Maßnahmen ein:

Der Redispatch-Vorbehalt (RDV) und die systemdienliche Anschlussleistung (SAL) aus dem Regierungsentwurf des EnWG 2027 („Netzpaket“), die kommunale Beteiligung sowie das

Referenzertragsmodell für Wind an Land aus dem Regierungsentwurf des EEG 2027 und die Kapazitätsentgelte und Baukostenzuschüsse (BKZ) aus dem AgNes-Festlegungsprozess der Bundesnetzagentur (BNetzA).

Qualitativ betrachtet wurden zusätzlich folgende Faktoren:

Der vorgesehene zweiseitige Differenzvertrag (CfD) aus dem Regierungsentwurf des EEG 2027 wird aufgrund seiner primären Wirkung auf Erlöschancen, Finanzierung und Gebotsverhalten qualitativ eingeordnet und nicht unmittelbar in den LCOE quantifiziert. Speicher und Co-Location werden als ergänzende Perspektive qualitativ berücksichtigt. Sie können durch verschiedene Effekte, wie bspw. die gemeinsame Nutzung von Netzanschlusskapazitäten und die Zwischenspeicherung von Erzeugungsspitzen, regulatorisch bedingte Ertrags- und Netzanschlusseffekte bei PV-Freiflächenanlagen teilweise mindern, verursachen zugleich aber zusätzliche Investitions- und Betriebskosten.

Die Untersuchung ist als **modellgestützte Einordnung der Größenordnung möglicher zusätzlicher Kosten** zu verstehen. Sie basiert auf ausgewählten Referenzkonfigurationen und **bildet für die betrachteten Maßnahmen die maximalen Mehrkosten ab**. Wechselwirkungen zwischen einzelnen Maßnahmen werden nur begrenzt berücksichtigt.

Die Ergebnisse stellen daher keine Prognose für die Wirtschaftlichkeit eines konkreten Einzelprojekts dar, sondern ermöglichen einen systematischen Vergleich der regulatorisch bedingten Kosten- und Ertragseffekte für EE-Projekte unter einheitlichen Annahmen.

Ergebnisse der Studie

Die Studie zeigt, dass die untersuchten Maßnahmen zu höheren Stromgestehungskosten für Wind an Land und Photovoltaik führen. Die Kosten steigern sich bei Wind an Land um bis zu 21 %, PV-Dachfläche bis zu 18 % und bei PV-Freifläche um bis zu 30 %. Damit wird bei Wind an Land der EEG-Höchstwert aufgrund des Korrekturfaktors des Referenzertragsmodells knapp nicht überschritten. Das gleiche gilt für PV-Dachflächen. Bei PV-Freiflächen hingegen übersteigen die Kosten den EEG-Höchstwert deutlich.

BDEW-Einordnung

Diese Studie dient der Bezifferung der entstehenden Kosten für EE-Projekte durch die betrachteten regulatorischen Änderungen. **Mögliche netzseitige und volkswirtschaftliche Nutzenwirkungen der Instrumente – etwa durch eine effizientere Nutzung vorhandener Netzkapazitäten, eine Begrenzung zusätzlicher Engpässe, die Begrenzung der Redispatchkosten oder eine stärkere räumliche Steuerung des Zubaus – wurden hingegen nicht quantifiziert.** Die Ergebnisse erlauben daher keine gesamtwirtschaftliche Bewertung der einzelnen Maßnahmen.

Es werden lediglich Stapeleffekte hinsichtlich der Stromgestehungskosten aufgezeigt. Der BDEW plädiert für Kohärenz zwischen den Maßnahmen.

Das Ziel muss sein, EE-Ausbau, effiziente Netznutzung und Netzausbau zusammenzudenken.

So ist es aus Sicht des BDEW auch grundsätzlich sinnvoll, die jeweilige Netzsituation stärker bei der Standortwahl neuer Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Voraussetzung dafür sind eine belastbare und transparente Datengrundlage sowie Instrumente, die gezielt dort Lenkungswirkung entfalten, wo tatsächlich relevante Netzenspässe bestehen. Entscheidend ist, dass solche Instrumente den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht unverhältnismäßig einschränken und bereits getätigte Investitionen sowie fortgeschrittene Planungen nicht nachträglich entwerten. Zugleich darf die Weiterentwicklung des Netzanschlussrechts nicht losgelöst vom notwendigen Ausbau der Netzinfrastuktural betrachtet werden. Eine effizientere Nutzung bestehender Netzkapazitäten und ein deutlich beschleunigter Netzausbau müssen daher Hand in Hand gehen.

KURZBERICHT

Auswirkungen geplanter regulatorischer Maßnahmen auf die Stromgestehungskosten von Wind an Land und Photovoltaik

Analyse der kumulativen Wirkung von sieben Maßnahmen aus EEG 2027, Netzanschlusspaket und AgNes-Festlegungsentwurf



Von
Melina Lohmann
Leonard Krampe

Auftraggeber
Bundesverband der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)

Abschlussdatum
September 2026

Enabling progress. With evidence.

Prognos gibt Orientierung in Zeiten der Ungewissheit. Wir vereinen Wirtschaftsforschung und Strategieberatung, um tragfähige Entscheidungen in komplexen Umfeldern zu ermöglichen. Unsere belastbaren Daten, präzisen Analysen und innovativen Methoden unterstützen Verantwortliche in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft dabei, den Wandel aktiv zu gestalten. So ermöglichen wir Fortschritt mit Substanz. Für Entscheidungen, die auf Evidenz beruhen.

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Gründungsjahr

1959

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Umsatzsteuer-Identifikationsnummer

DE 122787052

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem
Recht; Sitz der Gesellschaft: Basel-Stadt
Handelsregisternummer
CH-270.3.003.262-6

Unsere Standorte

Hauptsitz der Prognos AG in der Schweiz

Prognos AG

St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel

info@prognos.com

X: [Prognos AG](#)

LinkedIn: [@Prognos_AG](#)

[prognos.com](https://www.prognos.com)

Weitere Standorte der Prognos AG in Deutschland

Prognos AG
Goethestr. 85
10623 Berlin

Prognos AG
Domshof 21
28195 Bremen

Prognos AG
Werdener Straße 4
40227 Düsseldorf

Prognos AG
Heinrich-von-Stephan-Str. 17
79100 Freiburg

Prognos AG
Rödingsmarkt 9
(c/o Mindspace)
20459 Hamburg

Prognos AG
Nymphenburger Str. 14
80335 München

Prognos AG
Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart

Standort der Prognos AG in Belgien

Prognos AG
Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel

Tochtergesellschaft in Österreich

Prognos Europe GmbH
c/o e7
Hasengasse 12/2
1100 Wien

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
1 Einleitung und Zielsetzung	7
1.1 Anlass	7
1.2 Fragestellung	8
1.3 Abgrenzung	8
2 Methodisches Vorgehen	10
2.1 Analyserahmen	10
2.2 Referenzkonfigurationen	11
2.3 Rechenschritte	12
2.4 Umgang mit Bandbreiten	13
2.5 Datengrundlage	14
3 Die sieben untersuchten Maßnahmen	15
3.1 Überblick	15
3.2 Maßnahme 1: Entschädigungsfreier Redispatch-Vorbehalt	16
3.3 Maßnahme 2: Kappung der Anschlusskapazität (SAL)	17
3.4 Maßnahme 3: Zweiseitiger Differenzvertrag (CfD)	18
3.5 Maßnahme 4: Kommunale Beteiligung	20
3.6 Maßnahme 5: Referenzertragsmodell	20
3.7 Maßnahme 6: Kapazitätsentgelt	21
3.8 Maßnahme 7: Baukostenzuschuss (BKZ)	21
4 Annahmen der Referenzkonfigurationen	23
4.1 Wind an Land	23

4.2	Photovoltaik	25
5	Ergebnisse	29
5.1	Wind an Land	29
5.2	Photovoltaik	34
5.3	Exkurs: Speicher und Co-Location als ergänzende Perspektive	38
5.4	Sensitivität: Kapitalkosten	39
6	Einordnung und Fazit	41
	Tabellenverzeichnis	43
	Abbildungsverzeichnis	43
	Abkürzungsverzeichnis	44
	Quellenverzeichnis	46

Zusammenfassung

Die vorliegende Untersuchung analysiert im Auftrag des BDEW, wie sich sieben derzeit in Vorbereitung befindliche regulatorische Maßnahmen auf die Stromgestehungskosten (LCOE) neuer Windenergie- und Photovoltaikanlagen auswirken. Ihnen liegen drei Vorhaben zugrunde, die im Sommer 2026 zeitgleich in die Entscheidungsphase getreten sind, der Kabinettsentwurf des EEG 2027, der Kabinettsentwurf des Netzanschlusspakets und der Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur im Verfahren zur allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom. Jedes dieser Vorhaben verfolgt für sich nachvollziehbare Ziele, wird in einem eigenen Verfahren beraten und mit einer eigenen Folgenabschätzung begleitet. Auf ein konkretes Projekt wirken sie jedoch gleichzeitig. Die Einzelwirkungen werden deshalb in einer Kostenrechnung auf Anlagenebene zusammengeführt und die so belasteten Stromgestehungskosten dem Vergütungsanspruch, der nach dem EEG-Entwurf erreichbar ist, gegenübergestellt. Betrachtet werden dabei acht typisierte Referenzanlagen, vier Windstandorte nach Standortgüte und vier Photovoltaikkonfigurationen nach Segment und Ausrichtung. Soweit die Regelungen Ausgestaltungsspielräume eröffnen, werden bewusst belastende Parameterwerte angesetzt. Die Ergebnisse bilden somit ein konservatives Hochbelastungsszenario innerhalb der untersuchten Parametrisierung ab. Sie sind nicht als Erwartungswert zu interpretieren.

Ergebnisse im Überblick

Die untersuchten Maßnahmen erhöhen die Stromgestehungskosten aller acht Referenzkonfigurationen. Die Größenordnung unterscheidet sich jedoch erheblich. Ausschlaggebend ist dabei der Zuschnitt der Regelungen und weniger das Kostenniveau der Anlagen.

Bei Wind an Land steigen die Stromgestehungskosten um 17 bis 21 Prozent. In allen vier Konfigurationen bleiben sie unterhalb des anzulegenden Werts, der sich aus dem Ausschreibungshöchstwert und dem Korrekturfaktor des Referenzertragsmodells ergibt. Der verbleibende Abstand ist allerdings ungleich verteilt. Er reicht von 10,4 Euro/MWh in der Konfiguration Mitte-Nord bis zu 2,6 Euro/MWh an der Küste. Die Küstenkonfiguration weist trotz der niedrigsten Basiskosten den geringsten verbleibenden Abstand auf, weil er von der Kappung der Anschlusskapazität am stärksten betroffen ist und zugleich den niedrigsten Korrekturfaktor erhält.

Bei Photovoltaik gehen die Ergebnisse der beiden Segmente auseinander. Freiflächenanlagen des ersten Ausschreibungssegments sind als einzige Konfigurationen von allen quantifizierten Maßnahmen zugleich erfasst. Ihre Stromgestehungskosten steigen um 26 beziehungsweise 30 Prozent und übersteigen den Höchstwert von 59,0 Euro/MWh um 13,2 Euro/MWh bei Südausrichtung und 14,5 Euro/MWh bei Ost-West-Auslegung. Die Basiskosten dieser Anlagen sind die niedrigsten aller acht Konfigurationen. Die Ost-West-Auslegung verringert zwar den kappungsbedingten Ertragsverlust deutlich, hebt aber über das niedrigere Ertragsniveau sämtliche leistungsbezogenen Aufschläge an und schneidet im Ergebnis schlechter ab als die Südausrichtung. Dachanlagen des zweiten Segments sind von drei Maßnahmen nicht erfasst und

bleiben mit einem Anstieg von 18 Prozent innerhalb ihres Höchstwerts, in der Ost-West-Konfiguration allerdings nur noch mit 2,4 Euro/MWh Abstand.

Die Struktur der Belastung ist über alle Konfigurationen hinweg einheitlich. Ertragsseitig dominiert der entschädigungsfreie Redispatch-Vorbehalt, soweit er auf die Konfiguration Anwendung findet. Die Kürzung fällt in den ersten Betriebsjahren an, und diese werden in der Diskontierung am stärksten gewichtet. Kostenseitig wirken Kapazitätsentgelt und Baukostenzuschuss umso stärker, je geringer die Volllaststundenzahl der Anlage ist, da beide an die Anschlussleistung anknüpfen und vom Stromertrag unabhängig sind. Das Ergebnis der beiden Dachkonfigurationen zeigt, dass allein diese beiden netzseitigen Kostenmaßnahmen eine Belastung von 18 Prozent erzeugen, ohne jeden Eingriff auf der Ertragsseite.

Schlussfolgerungen

Für Wind an Land trägt die vorgesehene Förderkulisse die zusätzlichen Belastungen nach den vorliegenden Berechnungen noch. Der Ausgleich stammt jedoch nicht aus einer Anpassung der Höchstwerte, sondern aus dem Referenzertragsmodell, das für einen anderen Zweck ausgelegt ist. Für Freiflächenanlagen des ersten Ausschreibungssegments existiert kein vergleichbarer Mechanismus, und dort reicht der vorgesehene Höchstwert nicht mehr aus.

Der zweiseitige Differenzvertrag begrenzt zusätzliche Erlöschancen oberhalb des anzulegenden Werts. Dadurch könnten projektseitig geringere Erlösüberschüsse zur Verfügung stehen, die potenziell zur Kompensation anderer Belastungen beitragen. Die Größenordnung dieses Effekts wird in der vorliegenden Untersuchung nicht quantifiziert. Speicher- und Co-Location-Konzepte können einzelne Effekte mindern, erfordern aber eigene Investitionen, deren Refinanzierung durch dieselbe Erlösbegrenzung erschwert werden könnte.

Die Ergebnisse bilden bewusst ein Szenario mit hoher Belastung innerhalb der untersuchten Parametrisierung ab und sind nicht als Erwartungswert zu interpretieren. Für mehrere Maßnahmen steht die endgültige Ausgestaltung noch aus, und die tatsächliche Belastung einzelner Projekte kann geringer ausfallen. Die Maßnahmen sollten in den laufenden Verfahren nicht nur einzeln, sondern in ihrer gemeinsamen Wirkung auf typische Projekte geprüft werden. Eine vergleichbare zusammengeführte Quantifizierung ist in den ausgewerteten Verfahrensunterlagen nicht ersichtlich.

1 Einleitung und Zielsetzung

Das folgende Kapitel beschreibt Anlass, Untersuchungsgegenstand und methodisches Vorgehen der Analyse. Darüber hinaus werden die betrachteten regulatorischen Maßnahmen, die zugrunde liegenden Referenzkonfigurationen sowie die wesentlichen Annahmen der Berechnungen erläutert. Die Ausführungen bilden die Grundlage für die anschließende Bewertung der Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten (LCOE).

1.1 Anlass

Der Rechtsrahmen für Investitionen in Windenergie an Land und Photovoltaik wird derzeit an mehreren Stellen gleichzeitig überarbeitet. Im Sommer 2026 hat das Bundeskabinett zwei Gesetzentwürfe beschlossen, die unmittelbar auf die Erlös- und Kostenseite von Neuanlagen wirken. Das sind der Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2027)¹ und der Entwurf eines Gesetzes zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau (Netzanschlusspaket)², beide vom 29. Juli 2026. Parallel dazu konkretisiert die Bundesnetzagentur mit ihrem Festlegungsentwurf vom 6. August 2026 im Verfahren zur allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) die künftige Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten³. Zwei Gesetzgebungsverfahren und ein untergesetzliches Regulierungsverfahren treffen damit zeitlich zusammen und wirken auf denselben Anlagenbestand.

Die Vorhaben verfolgen jeweils eigene, für sich nachvollziehbare Ziele. Der Zubau soll mit dem Netzausbau synchronisiert, die Förderkosten sollen begrenzt und die Netzkosten verursachungsgerechter verteilt werden. Bewertet werden ihre Wirkungen jedoch getrennt, in unterschiedlichen Zeitplänen und mit jeweils isolierten Folgenabschätzungen.

Aus Sicht eines konkreten Projekts stellt sich die Situation anders dar. Ein Vorhaben, das ab 2027 in die Realisierung geht, ist potenziell von mehreren Maßnahmen zugleich betroffen. Auf der Ertragsseite wirken die Kappung der Anschlusskapazität und der Redispatch-Vorbehalt, auf der Kostenseite Baukostenzuschüsse, Kapazitätsentgelte und die kommunale Beteiligung, auf der Förderseite das angepasste Referenzertragsmodell und der Differenzvertrag. Hinzu kommt, dass sich die Maßnahmen nicht einfach addieren. Ertragsseitige Eingriffe verringern die Bezugsmenge, auf die kosten- und förderseitige Regelungen wirken. Daraus entstehen Wechselwirkungen und Reihenfolgeeffekte.

¹ Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor, Kabinettsentwurf vom 29.07.2026.

² Entwurf eines Gesetzes zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau, Kabinettsentwurf vom 29.07.2026.

³ Bundesnetzagentur, Große Beschlusskammer Energie, Verfahren zur Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes), Festlegungsentwurf, Az. GBK-25-01-1#3, zur Konsultation gestellt am 06.08.2026 (Rn. 170, S. 77); im Folgenden „AgNes-Festlegungsentwurf“.

Eine zusammengeführte Quantifizierung sämtlicher hier betrachteter Maßnahmen für die gewählten Referenzkonfigurationen ist den ausgewerteten Veröffentlichungen bislang nicht zu entnehmen. Sie ist jedoch entscheidend für die Frage, ob die im EEG-Entwurf vorgesehenen Höchstwerte der Ausschreibungen die künftigen Kosten- und Erlösbedingungen noch abbilden. Werden Höchstwerte ohne Berücksichtigung der Summenwirkung fortgeschrieben, können Projekte trotz wettbewerbsfähiger Basiskosten unter den veränderten Rahmenbedingungen wirtschaftlich schwerer darstellbar werden. Für Projektierer und Betreiber entsteht zudem ein Planungsrisiko, weil mehrere Regelungen zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung in Ausgestaltung, Dauer und Anwendungsbereich noch nicht abschließend bestimmt sind.

1.2 Fragestellung

Die Studie untersucht, wie sich die in EEG 2027, Netzanschlusspaket und AgNES-Festlegungsentwurf vorgesehenen Maßnahmen auf die Stromgestehungskosten neuer Wind- und PV-Anlagen auswirken. Die Leitfrage dabei ist, ob die im EEG-Entwurf vorgesehenen Höchstwerte der Ausschreibungen die künftigen Kosten- und Erlösbedingungen noch abbilden.

Daraus ergeben sich drei Teilfragen:

- Wie verändert jede einzelne Maßnahme die Stromgestehungskosten beziehungsweise den effektiv erzielbaren Vergütungsanspruch einer Referenzanlage?
- Wie hoch ist die Gesamtwirkung aller Maßnahmen in ihrer Kumulation, und welcher Abstand verbleibt zwischen den belasteten Stromgestehungskosten und dem anzulegenden Wert?
- Welche Maßnahme ist für das Ergebnis der jeweiligen Konfiguration ausschlaggebend?

Leitfrage: Welchen Einfluss haben die diskutierten Maßnahmen auf die Stromgestehungskosten von neuen Wind- und PV-Anlagen?

1.3 Abgrenzung

Die Analyse ist eine Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE) auf Anlagenebene und keine Erlös- oder Renditerechnung. Bewertungsmaßstab ist der Vergleich der belasteten Stromgestehungskosten mit dem anzulegenden Wert. Die tatsächlich erzielbaren Markterlöse werden nicht modelliert. Marktwerte, Kannibalisierungseffekte, Vermarktungsstrategien sowie Cashflow- und Renditekennzahlen einzelner Projekte bleiben außer Betracht. Aus diesem Grund wird der zweiseitige Differenzvertrag nach § 21d EEG-E qualitativ eingeordnet und nicht in die Kostenrechnung überführt.

Die Maßnahmen werden in ihrer rechnerischen Verknüpfung erfasst. Ertragsseitige Eingriffe verkleinern die Bezugsmenge, auf die die kostenseitigen Aufschläge umgelegt werden. Ursächliche und zeitliche Wechselwirkungen bleiben dagegen unberücksichtigt. Insbesondere werden die Ertragsminderungen aus Kappung der Anschlusskapazität und Redispatch-Vorbehalt als voneinander unabhängig behandelt, obwohl beide bevorzugt in Stunden hoher Einspeisung

auftreten. Die unabhängige Abbildung beider Eingriffe kann die kumulierte Ertragsminderung überschätzen, soweit dieselben Einspeisestunden betroffen sind. Die Ergebnisse sind insoweit als konservative Näherung zu verstehen.

Die Untersuchung bildet die betrachteten Maßnahmen über ihre unmittelbaren Wirkungen auf Investitionskosten, Betriebskosten oder Stromerträge ab. Mögliche Auswirkungen auf Finanzierungskosten infolge veränderter Risikowahrnehmungen von Kapitalgebern werden nicht maßnahmenspezifisch quantifiziert. Die in Kapitel 5.4 dargestellte WACC-Sensitivität verdeutlicht die grundsätzliche Abhängigkeit der LCOE von veränderten Finanzierungskosten, erlaubt jedoch weder eine Zuordnung zu einzelnen Maßnahmen noch eine Aussage über die Eintrittswahrscheinlichkeit entsprechender WACC-Veränderungen.

Die auftretenden Effekte bei einem Speichereinsatz bzw. Co-Location werden qualitativ eingeordnet. Eine quantitative Analyse eines optimierten Speichereinsatzes und der Speichervermarktung ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

2 Methodisches Vorgehen

2.1 Analyserahmen

Die Analyse basiert auf einem Vergleich der Stromgestehungskosten (Levelised Cost of Electricity, LCOE). Der LCOE-Ansatz erlaubt es, ertragsseitige und kostenseitige Eingriffe in einer einzigen, vergleichbaren Kennzahl in Euro/MWh zusammenzuführen.

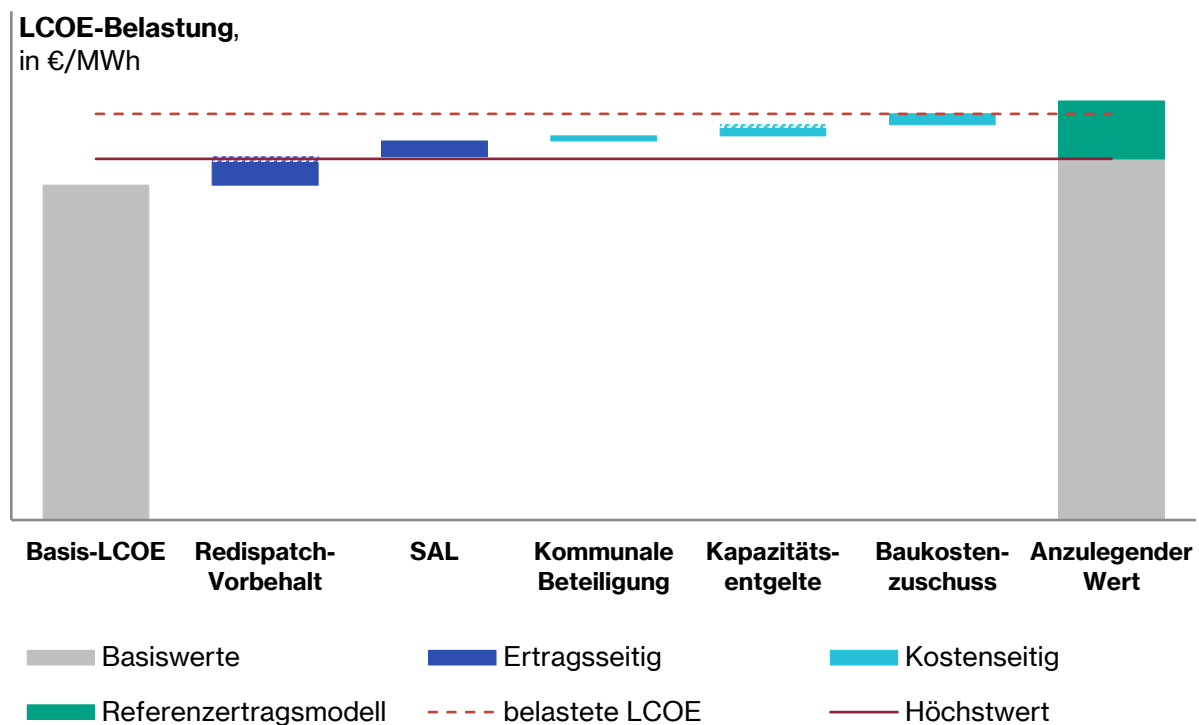
Die Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE) erfolgt nach folgender Formel:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el,t}}{(1+i)^t}}$$

LCOE	Stromgestehungskosten
I_0	Investitionsausgaben in Euro
A_t	Jährliche Betriebskosten in Euro im Jahr t
$M_{el,t}$	eingespeiste beziehungsweise wirtschaftlich nutzbare Strommenge im Jahr t
i	Realer kalkulatorischer Zinssatz in % (hier WACC)
n	Wirtschaftliche Nutzungsdauer
t	Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ...n)

Die regulatorischen Maßnahmen wirken entweder kosten- oder ertragsseitig. Kostenseitige Maßnahmen erhöhen den Zähler, entweder als Einmalzahlung oder als laufender Aufschlag. Ertragsseitige Maßnahmen verringern den Nenner, indem sie die vergütungsfähige Strommenge kürzen. In beiden Fällen steigen die Kosten je Megawattstunde.

Abbildung 1: Wirkungslogik der Maßnahmen im LCOE-Modell (schematisch)



Sofern bei einer Maßnahme mehrere Werte untersucht wurden, zeigt der schraffierte Balkenabschnitte den jeweils oberen Bandbreitenwert

Quelle: Prognos Darstellung

© Prognos, 2026

Der Bewertungsmaßstab ist die Differenz zwischen dem effektiven anzulegenden Wert und den belasteten Stromgestehungskosten. Ein positiver Wert zeigt, dass die modellierten LCOE der Referenzkonfiguration unter dem verwendeten Vergleichswert liegen. Ein negativer Wert zeigt an, dass die Kosten der Referenzanlage den verwendeten Vergleichswert übersteigen. Für Windenergie an Land ist der effektive anzulegende Wert der mit dem Korrekturfaktor nach § 36h EEG-E multiplizierte Ausschreibungshöchstwert, für Photovoltaik der Höchstwert des jeweiligen Ausschreibungssegments.

Nicht alle untersuchten Maßnahmen lassen sich in diese Systematik eingliedern. Der zweiseitige Differenzvertrag nach § 21d EEG-E wirkt weder auf die Investitions- noch auf die Betriebskosten, sondern auf die Erlösverteilung oberhalb des anzulegenden Werts und damit auf das Gebotsverhalten und Finanzierungsbedingungen. Dementsprechend wird diese Maßnahme in der Analyse qualitativ eingeordnet.

2.2 Referenzkonfigurationen

Grundlage der Berechnung sind acht typisierte Referenzanlagen, vier Wind- und vier Photovoltaikkonfigurationen. Sie decken eine für den künftigen Zubau relevante Bandbreite ab.

Bei Wind an Land richtet sich die Differenzierung nach der Standortgüte im Sinne des Referenzertragsmodells. Angesetzt werden 80 Prozent für Küstenstandorte, 70 Prozent für Mitte-Nord, 60 Prozent für sonstige Standorte und 50 Prozent für Süd-Standorte. Diese Einteilung bestimmt zugleich den Korrekturfaktor nach § 36h EEG-E⁴ und damit den erreichbaren Vergütungsanspruch. Mit der Standortgüte ändern sich außerdem die Anlagenauslegung und die spezifische Flächenleistung. Davon hängt ab, wie stark eine Konfiguration von der Kappung der Anschlusskapazität betroffen ist.

Bei Photovoltaik sind zwei Merkmale maßgeblich. Freiflächenanlagen des ersten Segments und Dachanlagen des zweiten Segments⁵ werden von unterschiedlichen Maßnahmen erfasst und unterliegen unterschiedlichen Höchstwerten. Hinzu kommt die Ausrichtung. Südausgerichtete Anlagen haben ein ausgeprägtes Mittagsmaximum, Ost-West-Anlagen ein geglättetes Erzeugungsprofil. Beide Merkmale wirken unmittelbar auf die Höhe der kappungsbedingten Ertragsverluste.

Für alle acht Konfigurationen wird eine Inbetriebnahme im Jahr 2029 unterstellt und damit eine Ausschreibungsteilnahme ab 2027. Sie liegen dadurch im Anwendungsbereich sämtlicher untersuchter Maßnahmen, einschließlich des Kapazitätsentgelts, das zum 1. Januar 2029 wirksam wird⁶. Das Inbetriebnahmejahr 2029 ist eine szenarische Setzung, um die gleichzeitige Anwendbarkeit der untersuchten Maßnahmen abzubilden. Es stellt keine Prognose des typischen Realisierungszeitpunkts dar.

Die technischen und wirtschaftlichen Annahmen je Konfiguration sowie deren Herleitung sind in Kapitel 4 dargestellt.

2.3 Rechenschritte

Die Berechnung erfolgt je Referenzkonfiguration in fünf Schritten.

- **Schritt 1 – Basis-LCOE:** Berechnung der Stromgestehungskosten je Referenzanlage aus Investitionskosten, Betriebskosten, Stromertrag, Betriebsdauer und realem WACC vor Steuern, ohne Berücksichtigung der untersuchten Maßnahmen.
- **Schritt 2 – Quantifizierung je Maßnahme:** Ableitung der isolierten Mehrbelastung jeder Maßnahme in Euro/MWh, jeweils bezogen auf die Basiskonfiguration. Ertragsseitige Maßnahmen verringern die diskontierte Strommenge, kostenseitige erhöhen die Investitions- oder die Betriebskosten.
- **Schritt 3 – Kumulation:** Zusammenführung der Einzelwirkungen zu den belasteten Stromgestehungskosten in Form einer stufenweisen Erhöhung.
- **Schritt 4 – Gegenüberstellung:** Vergleich der belasteten Stromgestehungskosten mit dem Ausschreibungshöchstwert beziehungsweise, für Wind an Land, mit dem über den Korrekturfaktor nach § 36h EEG-E ermittelten effektiven anzulegenden Wert.

⁴ § 36h Abs. 1 EEG-E, EEG 2027 Art. 1 Nr. 48 Buchst. a, S. 37 f.

⁵ § 3 Nr. 41a und 41b EEG.

⁶ AgNes-Festlegungsentwurf, Tenorziffer 1.2, S. 4, und Rn. 194, S. 84.

- **Schritt 5 – Sensitivität:** Variation des realen WACC über eine Bandbreite von 3,0 bis 7,0 Prozent (Kapitel 5.4), um die Abhängigkeit der Ergebnisse von den Finanzierungsbedingungen sichtbar zu machen.

Die Berechnung erfolgt jahresscharf über die gesamte Betriebsdauer. Eine stundenscharfe Modellierung von Erzeugung, Vermarktung oder Speicherbetrieb ist nicht Gegenstand der Analyse. Die Ableitung der Kappungsverluste greift auf separate Verteilungsrechnungen zurück (Kapitel 4.2).

2.4 Umgang mit Bandbreiten

Mehrere der untersuchten Maßnahmen stehen in Entwurfsfassungen, deren Ausgestaltung im laufenden Verfahren noch veränderbar ist. Dem trägt die Analyse auf drei Wegen Rechnung.

Belastungsorientierte Parametrierung. Sofern eine Regelung einen Spielraum eröffnet, wird eine aus Sicht der jeweiligen Referenzkonfiguration belastende Ausprägung angesetzt. Die Ergebnisse bilden ein Hochbelastungsszenario innerhalb der untersuchten Parametrisierung und keine mathematische oder rechtliche Obergrenze.

Ausweis alternativer Annahmen. Wo die Bandbreite für das Ergebnis bestimmend ist, werden mehrere Werte parallel gerechnet und im Ergebnisteil getrennt ausgewiesen. Das betrifft insbesondere:

- die Laufzeit des Redispatch-Vorbehalts (sechs Jahre nach Normtext, 7,5 Jahre bei 18 monatiger Verlängerung)⁷,
- die Höhe des Kapazitätsentgelts (5,14 €/kW-a als rechnerischer Ausgangswert des Festlegungsentwurfs, 7,00 €/kW-a als oberer betrachteter Szenariowert innerhalb der im Orientierungspapier genannten Größenordnung)⁸,
- die Netzansehlussebene von PV-Freiflächenanlagen und den daraus folgenden spezifischen Baukostenzuschuss (Hochspannung 91,83 €/kW gegenüber Mittelspannung 103,27 €/kW)⁹.

Isolierte Betrachtung der Einzelmaßnahmen. Jede Maßnahme wird in ihrer Wirkung gegenüber der Basiskonfiguration bewertet und einzeln dargestellt. Die Kumulation führt diese Einzelwirkungen zusammen. Die Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen werden dabei nur insoweit erfasst, als sie sich rechnerisch zwingend ergeben. Die Reichweite dieser Vereinfachung ist in Kapitel 1.3 beschrieben.

⁷ § 14 Abs. 1d Satz 1 EnWG-E, Netzansehlusspaket Art. 1 Nr. 4, S. 5 (sechs Jahre); § 8 Abs. 4 Satz 5 EEG-E, ebd. Art. 2 Nr. 3 Buchst. c, S. 13 (Verlängerung um 18 Monate).

⁸ AgNes-Festlegungsentwurf, Rn. 387 bis 389, S. 148 f. Der Ausgangswert von 5,14 €/kW-a ist der rollierende Fünfjahresmittelwert der Jahre 2022 bis 2026. Der obere Bandbreitenwert von 7,00 €/kW-a folgt der in Rn. 50, S. 44 genannten Größenordnung von 4 bis 7 €/kW nach dem Orientierungspapier „AgNes – Orientierungspunkte Einspeiser“ vom 20.02.2026.

⁹ Bayernwerk Netz GmbH, Baukostenzuschuss 2026, gültig ab 01.01.2026, S. 1 (Hochspannung 109,78 €/kW, Mittelspannung 125,86 €/kW); E.DIS Netz GmbH, Preisblatt für Baukostenzuschuss Stromanschluss in Netzebenen oberhalb der Niederspannung, gültig ab 01.01.2026, S. 1 (Hochspannung 73,88 €/kW, Mittelspannung 80,68 €/kW). Angesetzt ist der arithmetische Mittelwert je Netzebene, jeweils netto.

Die Herkunft der Eingangsgrößen wird durchgängig kenntlich gemacht. Unterschieden wird zwischen Werten, die sich unmittelbar aus Gesetzentwurf, Begründung oder Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur ergeben, Werten aus veröffentlichten Kostenerhebungen und Preisblättern sowie eigenen Herleitungen. Letztere sind an der jeweiligen Stelle als solche benannt.

2.5 Datengrundlage

Die Maßnahmen selbst sind durchgängig den offiziellen Entwurfsfassungen und deren Begründungen entnommen, also dem Kabinettsentwurf des EEG 2027 und dem Kabinettsentwurf des Netzanchlusspakets, jeweils vom 29. Juli 2026, sowie dem Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur im Verfahren AgNes.

Die technisch-wirtschaftlichen Eingangsgrößen stammen aus veröffentlichten Kostenerhebungen. Für Wind an Land ist das die Kostenerhebung der Deutschen WindGuard¹⁰, für Photovoltaik sind es die Annahmen von Fraunhofer ISE¹¹, ergänzt um Vorgaben des Auftraggebers. Der spezifische Baukostenzuschuss ist als Mittelwert aus zwei veröffentlichten Preisblättern von Netzbetreibern gebildet.

Redaktionsschluss ist der 01.09.2026. Spätere Änderungen im parlamentarischen Verfahren oder im Konsultationsverfahren zu AgNes sind nicht berücksichtigt. Wo der Normtext Auslegungsspielräume eröffnet oder Normtext und Begründung voneinander abweichen, ist das an der jeweiligen Stelle kenntlich gemacht.

¹⁰ Deutsche WindGuard, Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Stand 2025, insbesondere Tab. 2, S. 37 (Anlagenkonfigurationen und Volllaststunden am Referenzstandort) sowie S. 26 (Betriebskosten)

¹¹ Fraunhofer ISE: „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“ (2024), Anlehnung an CAPEX-Bandbreiten für Freiflächen- und große Aufdachanlagen

3 Die sieben untersuchten Maßnahmen

3.1 Überblick

Aus den drei bereits erwähnten Regulierungsvorhaben werden folgende sieben Maßnahmen untersucht, die unmittelbar oder mittelbar die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen neuer Anlagen beeinflussen. Sie unterscheiden sich in ihrer Rechtsgrundlage, in der Wirkungsrichtung und im betroffenen Anlagensegment.

Tabelle 1: Untersuchte Maßnahmen im Überblick

Maßnahme	Rechtsgrundlage	Vorhaben	Wirkt auf	Betroffene Konfigurationen
1 Redispatch-Vorbehalt	§ 8 Abs. 4 EEG-E	Netzanschlusspaket	Stromertrag	Wind, PV-Freiflächen
2 Kappung der Anschlusskapazität (SAL)	§ 8 Abs. 1 S. 4 EEG-E	Netzanschlusspaket	Stromertrag	Wind, PV-Freiflächen
3 Differenzvertrag (CfD)	§ 21d EEG-E	EEG 2027	Erlösprofil	alle
4 Kommunale Beteiligung	§ 6 EEG i. V. m. Landesrecht	EEG 2027	Betriebskosten	Wind, PV-Freiflächen
5 Referenzertragsmodell	§ 36h EEG-E, Anlage 2	EEG 2027	Anzulegender Wert	Wind
6 Kapazitätsentgelte	Festlegungsentwurf AgNes	AgNes	Betriebskosten	alle
7 Baukostenzuschuss	§ 17 EEG-E	Netzanschlusspaket	Investitionskosten	alle

Quelle: Prognos-Darstellung

© Prognos, 2026

Die Maßnahmen lassen sich in vier Auswirkungen unterteilen, welche auf verschiedene Weise in die Betrachtung eingehen.

- **Ertragsseitig**

Der Redispatch-Vorbehalt und die Kappung der Anschlusskapazität (Nr. 1 und 2) verringern die einspeisbare und damit vergütungsfähige Strommenge, ohne die Kosten der Anlage zu verändern. In der LCOE-Systematik wirken sie auf den Nenner und erhöhen die spezifischen Kosten je verbleibender MWh.

- **Kostenseitig**

Die kommunale Beteiligung, das Kapazitätsentgelt und der Baukostenzuschuss (Nr. 4, 6 und 7) erhöhen die laufenden Betriebskosten (OPEX) beziehungsweise die Investitionskosten (CAPEX). Der Baukostenzuschuss fällt als Einmalzahlung vor Inbetriebnahme an und wird über die Betriebsdauer annuisiert. Das Kapazitätsentgelt und die kommunale Beteiligung fallen laufend an.

- **Auf der Vergütungsseite**

Der Korrekturfaktor des Referenzertragsmodells (Nr. 5) gilt für Windenergieanlagen an Land¹². Er wirkt auf den je Standortgüte erreichbaren anzulegenden Wert, die Kosten der Anlage bleiben unberührt. Ausgewiesen wird er daher im Bewertungsmaßstab, gegen den die belasteten Stromgestehungskosten gespiegelt werden, und nicht als Kostenaufschlag.

- **Auf der Erlösverteilung**

Der zweiseitige Differenzvertrag (Nr. 3) greift oberhalb des anzulegenden Werts und verändert damit Erlöschancen, Finanzierungsbedingungen und Gebotsverhalten, nicht jedoch Investitions- oder Betriebskosten. Er wird qualitativ eingeordnet und nicht in die Kostenrechnung überführt.

Nicht jede Maßnahme betrifft jedes Anlagensegment. Redispatch-Vorbehalt, Kappung der Anschlusskapazität und kommunale Beteiligung gelten bei Photovoltaik annahmegemäß nur im ersten Ausschreibungssegment. Dachanlagen des zweiten Segments sind ausschließlich von den netzseitigen Kostenmaßnahmen betroffen. Die Korrekturfaktoren des Referenzertragsmodells gelten allein für Wind an Land.

Die folgenden Abschnitte behandeln die Maßnahmen einzeln. Jeder Abschnitt folgt derselben Gliederung, Regelungsinhalt und Rechtsgrundlage, Wirkungsmechanismus, Umsetzung im Modell einschließlich der getroffenen Annahmen sowie verbleibende Auslegungs- und Ausgestaltungsfragen.

3.2 Maßnahme 1: Entschädigungsfreier Redispatch-Vorbehalt

Das Netzanschlusspaket ändert § 8 Abs. 4 EEG dahingehend, dass der Entschädigungsanspruch entfällt, solange die im Kalenderjahr abgeregelte Menge einen Anteil der erzeugten Strommenge nicht übersteigt. Für Windenergieanlagen in ausgewiesenen Windenergiegebieten nach dem Windenergieflächenbedarfsgesetz liegt dieser Anteil bei 18 Prozent, im Übrigen bei 20 Prozent. Der Vorbehalt gilt für die Dauer der Kapazitätslimitierung des Netzgebiets.¹³

Wirtschaftlich wirkt die Regelung wie eine Reduktion des vergütungsfähigen Stromertrags in den ersten Betriebsjahren. Da die Abregelung nicht ausgeglichen wird, verringert sich die Erlösbasis, während Investitions- und Betriebskosten unverändert bleiben. In der LCOE-Systematik schlägt sich das als Verringerung des Nenners nieder und damit als Anstieg der spezifischen Kosten je verbleibender MWh. Der Effekt ist besonders ausgeprägt, weil er in den frühen Betriebsjahren auftritt und diese in der Diskontierung am stärksten gewichtet sind.

Im Modell wird der Vorbehalt vollständig ausgeschöpft, das heißt der Stromertrag der betroffenen Jahre wird um den vollen entschädigungsfreien Anteil gekürzt. Für Wind an Land werden 18 Prozent angesetzt, für PV-Freiflächenanlagen 20 Prozent. Die Laufzeit wird in zwei Varianten

¹² § 36h EEG

¹³ Netzanschlusspaket, Kabinettsentwurf vom 29.07.2026, Art. 2 Nr. 3 Buchst. c (§ 8 Abs. 4 EEG-E), S. 13.

gerechnet, einmal mit sechs Jahren nach dem Entwurfstext und einmal mit 7,5 Jahren bei vollständiger Ausschöpfung der Verlängerungsmöglichkeit.¹⁴

Offen bleibt die tatsächliche Laufzeit, weil Entwurfstext und Begründung des Entwurfs voneinander abweichen. Ebenfalls offen ist, ob die Abregelung in der Praxis den zulässigen Anteil erreicht. Die Analyse unterstellt die vollständige Ausschöpfung als obere Belastungsgrenze.

3.3 Maßnahme 2: Kappung der Anschlusskapazität (SAL)

Das Netzanschlusspaket ergänzt § 8 Abs. 1 EEG um einen neuen Satz 4, sodass der Anspruch auf Netzanschluss künftig nur noch für eine begrenzte Einspeisekapazität besteht. Für Windenergieanlagen an Land ist die Grenze auf 280 Watt je Quadratmeter Rotorfläche bezogen, für Photovoltaikanlagen des ersten Ausschreibungssegments auf 70 Prozent der installierten Leistung. Dachanlagen des zweiten Ausschreibungssegments sind von der Regelung nicht erfasst. Die Begrenzung gilt für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2027 angeschlossen werden, und ist von der Anlagengröße unabhängig¹⁵.

Die Regelung kappt die Erzeugungsspitzen. Für Windenergieanlagen ergibt sich der maximal einspeisbare Leistungsanteil aus dem Verhältnis des Grenzwerts zur spezifischen Flächenleistung der Anlage, sodass Anlagen mit hoher Flächenleistung stärker betroffen sind als Schwachwindanlagen mit großer Rotorfläche. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist jedoch nicht der abgeschnittene Leistungsanteil, sondern der daraus resultierende Energieverlust. Dieser fällt deutlich geringer aus, weil die gekappten Leistungsbereiche nur in wenigen Stunden des Jahres erreicht werden.

Für Wind an Land wird der Energieverlust durch Faltung einer normierten Leistungskennlinie mit der Windverteilung des Referenzstandorts nach Anlage 2 EEG bestimmt, also mit einer Rayleigh-Verteilung¹⁶. Für Photovoltaik wird der Verlust aus stündlichen Erzeugungszeitreihen abgeleitet¹⁷, wobei die Kappung je Jahr angewendet und anschließend über die Jahre gemittelt wird. Die Reihenfolge bestimmt das Ergebnis, weil eine Mittelung vor der Kappung den Verlust rechnerisch verschwinden lässt.

Die Herleitung der Ertragsverluste ist in Kapitel 4.2 im Detail dargestellt. Offen ist, ob sich die Bezugsgröße bei Photovoltaik auf die Gleichstromleistung der Module oder auf die Wechselrichterleistung bezieht. Die Analyse folgt dem Begriff der installierten Leistung nach § 3 Nr. 31 EEG und damit der Modulleistung¹⁸.

¹⁴ Sechs Jahre nach § 14 Abs. 1d Satz 1 EnWG-E, Netzanschlusspaket Art. 1 Nr. 4, S. 5; Verlängerung um einmalig 18 Monate nach § 8 Abs. 4 Satz 5 EEG-E, ebd. Art. 2 Nr. 3 Buchst. c, S. 13.

¹⁵ § 8 Abs. 1 Satz 4 Nr. 1 und 2 EEG-E, Netzanschlusspaket Art. 2 Nr. 3 Buchst. a, S. 12 f. Die Begrenzung gilt für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2027 angeschlossen werden. Nr. 1 erfasst Solaranlagen des ersten Segments nach § 3 Nr. 41a EEG, Nr. 2 Windenergieanlagen an Land. Solaranlagen des zweiten Segments nach § 3 Nr. 41b EEG sind nicht erfasst.

¹⁶ Anlage 2 Nr. 4 EEG. Der Referenzstandort ist bestimmt durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 Metern je Sekunde in 100 Metern über Grund, ein Höhenprofil nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten von 0,25 und eine Rauigkeitslänge von 0,1 Metern. Die Leistungskennlinie ist nach Anlage 2 Nr. 5 EEG unabhängig von der Nabenhöhe definiert.

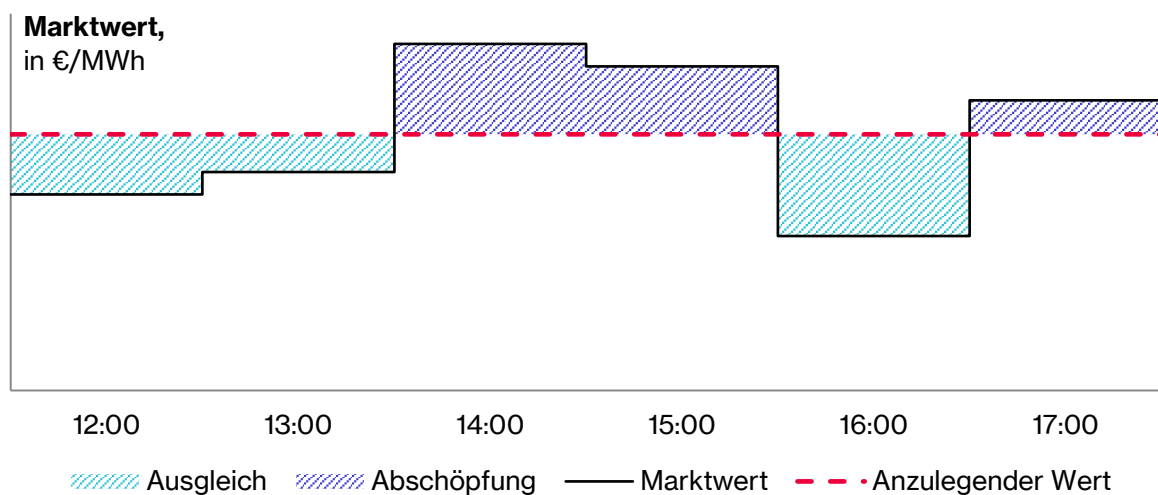
¹⁷ PVGIS, Version 5.3, Strahlungsdatensatz SARAH3, Stundenwerte 2005 bis 2023, Standort Würzburg.

¹⁸ § 3 Nr. 31 EEG.

3.4 Maßnahme 3: Zweiseitiger Differenzvertrag (CfD)

Mit dem EEG 2027 soll die bisherige gleitende Marktprämie für Neuanlagen durch einen zweiseitigen Differenzvertrag ersetzt werden. Der Differenzvertrag koppelt die erzielbaren Erlöse einer Anlage an den in der Ausschreibung ermittelten anzulegenden Wert. Liegt der erzielte Marktwert unter diesem Wert, erfolgt ein Ausgleich zugunsten des Anlagenbetreibers. Übersteigt der Marktwert den anzulegenden Wert, werden die darüberhinausgehenden Erlöse ganz oder teilweise abgeschöpft. Die Maßnahme wirkt damit nicht unmittelbar auf die Investitions- oder Betriebskosten einer Anlage, sondern auf die Verteilung von Markterlösen sowie auf die Kalkulation von Geboten.

Abbildung 2: Darstellung der Wirkweise des CfD-Mechanismus (schematisch)



Quelle: Prognos-Berechnung

© Prognos, 2026

Der Differenzvertrag lässt sich als einzige der untersuchten Maßnahmen nicht unmittelbar in die Stromgestehungskosten überführen. Er verändert weder die Kosten- noch die Ertragsbasis einer Anlage, wohl aber das Verhältnis zwischen Markterlösen, Finanzierung und Gebotsstrategie. Er wird deshalb qualitativ eingeordnet und nicht als Kostenblock abgebildet.

Ein häufig angeführter Vorteil zweiseitiger Differenzverträge besteht in einer Verringerung der Erlösrisiken und den daraus resultierenden Finanzierungsvorteilen. Da der anzulegende Wert bereits im heutigen Fördersystem wesentliche Erlösrisiken begrenzt, ist offen, wie groß der zusätzliche Finanzierungseffekt eines Differenzvertrags gegenüber dem Status quo ausfällt. Die vorliegende Untersuchung quantifiziert diesen Effekt nicht.

Abbildung 3: Effekte des CfD

Begrenzter Finanzierungsvorteil

- Anzulegender Wert dient bereits heute als Finanzierungs-Floor
- Negative Preise bleiben als wesentliches Erlörisiko bestehen
- WACC-Effekt voraussichtlich gering



Wegfall von Strompreis-Upsides

- Erlöse oberhalb des anzulegenden Werts werden abgeschöpft
- Zusätzliche Marktwertgewinne entfallen
- Wirtschaftlichkeit muss stärker über den Gebotspreis abgesichert werden

Stärkere Wirkung anderer Maßnahmen

- Redispatch, SAL und zusätzliche Netzkosten sind nicht mehr über Upsides kompensierbar
- Kosten- und Ertragsnachteile wirken unmittelbarer auf die Gebotskalkulation

Speicher: Technische Entlastung

- SAL-bedingte Verluste können teilweise reduziert werden
- Zeitliche Verschiebung von Strommengen bleibt möglich
- Zusätzliche Vermarktungserlöse sind unter dem CfD begrenzt

Quelle Prognos Darstellung

© Prognos AG, 2026

Größere Bedeutung hat der Wegfall zusätzlicher Erlöschancen. Unter der bisherigen gleitenden Marktpremie können Betreiber von hohen Marktwerten oberhalb des anzulegenden Werts profitieren. Diese zusätzlichen Erlöse wirken als Puffer gegenüber anderen Belastungen und können in die Gebotskalkulation einfließen. Mit dem zweiseitigen Differenzvertrag werden diese zusätzlichen Erlöschancen abhängig von der konkreten Ausgestaltung begrenzt. Kostensteigerungen und Ertragsverluste müssen daher stärker über den Gebotspreis beziehungsweise einen höheren anzulegenden Wert abgesichert werden.

Dies verstärkt zugleich die Wirkung der übrigen untersuchten Maßnahmen. Unter einem Differenzvertrag könnten zusätzliche Markterlöse auf nicht von Abregelung betroffenen Strommengen je nach Abschöpfungsmechanismus nur eingeschränkt als projektweiter Puffer zur Verfügung stehen. Gleiches gilt für zusätzliche Kosten durch Baukostenzuschüsse, Kapazitätsentgelte oder die kommunale Beteiligung. Alle Belastungen wirken damit unmittelbarer auf die Projektwirtschaftlichkeit und die erforderliche Gebotshöhe.

Schlussfolgerung

Die Begrenzung zusätzlicher Markterlöse könnte die möglichen Finanzierungsvorteile übersteigen. Der Druck auf die Gebotskalkulation steigt damit, und die Wirkung der übrigen Maßnahmen nimmt zu. Eine belastbare Bewertung würde eine projektspezifische Cashflow- und Finanzierungsanalyse erfordern.

3.5 Maßnahme 4: Kommunale Beteiligung

Nach § 6 EEG können Betreiber von Windenergieanlagen an Land und von Freiflächenanlagen den betroffenen Gemeinden eine finanzielle Beteiligung anbieten. Der Entwurf des EEG 2027 hebt den zulässigen Betrag von 0,2 auf 0,3 Cent je Kilowattstunde an und stellt ihn von der eingespeisten auf die tatsächlich erzeugte Strommenge um.¹⁹ Der erstattungsfähige Anteil bleibt bei 0,2 Cent je Kilowattstunde und knüpft weiterhin an die eingespeiste Menge an.²⁰

Damit verbleiben 0,1 Cent je Kilowattstunde beim Anlagenbetreiber.²¹ Wirtschaftlich wirkt dieser Betrag wie ein laufender, ertragsproportionaler Betriebskostenbestandteil über die gesamte Betriebsdauer.

Im Modell wird die Beteiligung in voller Höhe angesetzt, also mit 0,3 Cent je Kilowattstunde bei einer Erstattung von 0,2 Cent. Der verbleibende Aufschlag entspricht 1,00 Euro/MWh und wird den Betriebskosten zugeschlagen. Betroffen sind Wind an Land und PV-Freiflächenanlagen, Dachanlagen des zweiten Segments erfasst § 6 EEG nicht.

Die Beteiligung ist rechtlich freiwillig. Der angehobene Betrag markiert die Grenze, bis zu der Vereinbarungen mit Standortgemeinden rechtssicher bleiben²², und die vollständige Ausschöpfung folgt der für alle Maßnahmen gewählten Parametrierung auf Maximalbelastung. Die Länderöffnungsklausel bleibt vom Entwurf unberührt, sodass landesrechtliche Regelungen daneben treten können und die Belastung höher ausfallen kann als hier abgebildet. Eine länderscharfe Quantifizierung hätte eine Zuordnung der Referenzkonfigurationen zu konkreten Bundesländern vorausgesetzt und war nicht Gegenstand der Analyse.

3.6 Maßnahme 5: Referenzertragsmodell

Das Referenzertragsmodell nach § 36h EEG-E differenziert den anzulegenden Wert nach der Standortgüte. Schwächere Standorte erhalten über einen Korrekturfaktor einen höheren Wert, stärkere Standorte einen niedrigeren. Der Entwurf des EEG 2027 setzt die Faktoren an den jeweiligen Gütefaktorgrenzen bei 1,16 für 80 Prozent, 1,29 für 70 Prozent, 1,42 für 60 Prozent und 1,65 für 50 Prozent Standortgüte²³.

Die Korrekturfaktoren sind keine Belastung, sondern ein Element der Vergütungsseite. Sie verändern nicht die Kosten der Anlage, sondern den Maßstab, an dem die Kosten zu messen sind. Der effektive anzulegende Wert einer Referenzanlage ergibt sich als Produkt aus dem

¹⁹ § 6 Abs. 2 Satz 1 und Abs. 3 Satz 1 EEG-E, EEG 2027 Art. 1 Nr. 8 Buchst. a und b, S. 16 f.

²⁰ § 6 Abs. 5 EEG-E, ebd., Buchst. c, S. 17.

²¹ Ebd., Begründung zu Art. 1 Nr. 8 Buchst. c, S. 197.

²² § 6 Abs. 4 Satz 3 EEG-E. Die Begründung spricht davon, dass die Anhebung den Rahmen ausweitet, innerhalb dessen Vereinbarungen rechtssicher straffrei sind (S. 196).

²³ § 36h Abs. 1 Satz 2 EEG-E (Stützwerttabelle) und Satz 3 Nr. 2 bis 5 EEG-E, EEG 2027 Art. 1 Nr. 48 Buchst. a, S. 37 f. Die genannten Faktoren sind zugleich die regional festgelegten Untergrenzen, nämlich 1,16 für die Küstenregion, 1,29 für die Region Mitte-Nord, 1,42 für sonstige Anlagen und 1,65 für die Südregion.

Ausschreibungshöchstwert und dem standortgütespezifischen Korrekturfaktor und reicht damit von 82,4 Euro/MWh an der Küste bis 117,2 Euro/MWh an Süd-Standorten²⁴.

Im Modell wird der Korrekturfaktor deshalb nicht als Zuschlag auf die Stromgestehungskosten geführt, sondern geht in den Bewertungsmaßstab ein. Die belasteten Stromgestehungskosten jeder Windkonfiguration werden mit dem zugehörigen effektiven anzulegenden Wert verglichen.

Die höhere Belastungsfähigkeit schwachwindiger Standorte folgt damit aus dem höheren Korrekturfaktor und nicht aus günstigeren Kosten.

3.7 Maßnahme 6: Kapazitätsentgelt

Der Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur im Verfahren AgNes sieht vor, dass Einspeiser künftig an den Netzkosten beteiligt werden. Erhoben wird ein leistungsbezogenes Entgelt auf die vertraglich vereinbarte Einspeisekapazität, das jährlich anfällt²⁵.

Der Entwurf nennt einen rechnerischen Ausgangswert von 5,14 Euro je Kilowatt und Jahr, ermittelt als gleitender Fünfjahresmittelwert der Jahre 2022 bis 2026²⁶. Dieser Wert ist tendenziell eine Untergrenze, weil im Nenner der Berechnung auch bestandsgeschützte Kapazität enthalten ist, die noch kein Entgelt entrichtet. Mit dem Auslaufen des Bestandsschutzes erscheint ein Anstieg plausibel.

Im Modell wird das Entgelt in zwei Varianten gerechnet, mit 5,14 Euro je Kilowatt und Jahr als Ausgangswert und mit 7,00 Euro je Kilowatt und Jahr als oberem Bandbreitenwert²⁷. Bezugsgröße ist die vertraglich vereinbarte Einspeisekapazität und damit die durch die Kappung nach Kapitel 3.3 bereits reduzierte Anschlusskapazität. Da es sich um eine über die Betriebsdauer konstante jährliche Zahlung handelt, wirkt sie in der Berechnung der LCOE unmittelbar als Aufschlag je MWh, ohne dass eine gesonderte Annuisierung erforderlich ist.

Offen ist die endgültige Höhe des Entgelts, die sich erst mit der Festlegung und der Kostenbasis der fünften Regulierungsperiode ergibt.

3.8 Maßnahme 7: Baukostenzuschuss (BKZ)

Netzbetreiber dürfen künftig auch von Betreibern von Erneuerbaren-Anlagen einen einmaligen Baukostenzuschuss zur teilweisen Finanzierung der Netzanschlusskosten verlangen. Die Grundlage dafür schafft § 17 EEG-E im Netzanschlusspaket²⁸. Bislang sind Erzeugungsanlagen davon weitgehend ausgenommen.

²⁴ 71,0 €/MWh nach § 36b Abs. 1 EEG-E, EEG 2027 Art. 1 Nr. 43. Beleg in Kapitel 4.1.

²⁵ AgNes-Festlegungsentwurf, Tenorziffer 9, S. 12 ff. Die Erhebung erfolgt ab dem 01.01.2029 (Tenorziffer 1.2, S. 4, und Rn. 194, S. 84).

²⁶ AgNes-Festlegungsentwurf, Rn. 387 bis 389, S. 148 f.

²⁷ AgNes-Festlegungsentwurf, Rn. 50, S. 44, unter Bezug auf das Orientierungspapier „AgNes – Orientierungspunkte Einspeiser“ vom 20.02.2026, das für Kapazitätspreise eine Größenordnung von 4 bis 7 Euro je Kilowatt nennt.

²⁸ § 17 Satz 2 und 3 EEG-E, Netzanschlusspaket Art. 2 Nr. 4, S. 14.

Die Erhebung ist allerdings nur im Falle und nach Maßgabe einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 29 EnWG zulässig. Diese Festlegung steht noch aus. Sie kann pauschale oder nach netzwirtschaftlichen Parametern regional differenzierte Beträge vorgeben. Der AgNes-Entwurf kündigt eine solche Methodenfestlegung an, ohne sie zu enthalten.

Der Baukostenzuschuss orientiert sich an der vorzuhaltenden Anschlussleistung und fällt beim Netzanschluss an. Er wirkt damit wie ein Aufschlag auf die Investitionssumme und wird im Modell über die diskontierte Strommenge der gesamten Betriebsdauer umgelegt. Bezugsgröße ist bei den von der Kappung betroffenen Konfigurationen die entsprechend reduzierte Netzanschlusskapazität, wie beim Kapazitätsentgelt.

Da eine auf Einspeiser zugeschnittene Bemessungsgrundlage fehlt, wird die Höhe aus den veröffentlichten Preisblättern von Bayernwerk Netz und E.DIS Netz für das Jahr 2026 abgeleitet, jeweils als Mittelwert für die betreffende Netzebene²⁹. Beide Netzbetreiber ermitteln den spezifischen Baukostenzuschuss nach dem Leistungspreismodell des Positionspapiers der Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2024. Die Zuordnung der Netzebene folgt der typischen Anschlusssituation. Windenergieanlagen an Land werden der Hochspannung mit 91,83 Euro je Kilowatt zugeordnet, Dachanlagen der Mittelspannung mit 103,27 Euro je Kilowatt. Für PV-Freiflächenanlagen ist die Zuordnung offen, deshalb werden beide Ebenen gerechnet.

Die Preisblätter beziehen sich auf den Netzbezug, weil Baukostenzuschüsse derzeit nur lastseitig erhoben werden. Ihre Übertragung auf die Einspeiseseite ist eine Annahme dieser Analyse. Hinzu kommt, dass jeder Netzbetreiber seine Sätze selbst festlegt. Die ausgewiesenen Werte sind deshalb als Größenordnung zu verstehen und nicht als bundesweit einheitliche Belastung.

²⁹ Bayernwerk Netz GmbH, Baukostenzuschuss 2026, gültig ab 01.01.2026, S. 1; E.DIS Netz GmbH, Preisblatt für Baukostenzuschuss Stromanschluss in Netzebenen oberhalb der Niederspannung, gültig ab 01.01.2026, S. 1

4 Annahmen der Referenzkonfigurationen

4.1 Wind an Land

Die vier Windkonfigurationen unterscheiden sich nach der Standortgüte im Sinne des Referenzertragsmodells. Die technischen Kenngrößen sind der Kostenerhebung der Deutschen WindGuard entnommen, die auf Daten des Marktstammdatenregisters zu errichteten und genehmigten Anlagen beruht und die Marktklassen nach Standortgüte differenziert³⁰. Damit bilden die Konfigurationen die tatsächlich realisierte Anlagentechnik ab und nicht eine idealisierte Auslegung.

Tabelle 2: Annahmen Wind an Land Konfigurationen

	Küste	Mitte-Nord	Sonstige	Süd
Volllaststunden am Referenzstandort [h/a]	3.162	3.665	3.665	3.806
Standortgüte [%]	80	70	60	50
Volllaststunden [h/a]	2.530	2.566	2.199	1.903
Spez. Flächenleistung [W/m²]	344	292	292	258
CAPEX [Mio. €/MW]	1,65	1,75	1,75	1,80
OPEX [% CAPEX p. a.]	3,0	3,0	3,0	3,0
Betriebsdauer [a]	25	25	25	25
WACC (real, vor Steuern) [%]	5,0	5,0	5,0	5,0
Höchstwert [Euro/MWh]	71,0	71,0	71,0	71,0
Maßnahmen				
1. Entschädigungsfreier Anteil Redispatch [%]	18	18	18	18
Laufzeit [a]	6/ 7,5	6/ 7,5	6/ 7,5	6/ 7,5
2. Ertragsverlust Kappung (SAL) [%]	4,43	0,58	0,40	0,00
4. Kommunale Beteiligung [ct/kWh]	0,1	0,1	0,1	0,1
5. Korrekturfaktor § 36h [-]	1,16	1,29	1,42	1,65
Effektiver anzulegender Wert [Euro/MWh]	82,4	91,6	100,8	117,2
6. Kapazitätsentgelt heutiges Niveau / obere Bandbreite [€/kW·a]	5,14 / 7,00	5,14 / 7,00	5,14 / 7,00	5,14 / 7,00
7. Netzebene	HS	HS	HS	HS
spez. BKZ [€/kW]	91,83	91,83	91,83	91,83

Herangezogen sind die Klassen der spezifischen Flächenleistung, für die Küstenkonfiguration $SFL \geq 325 \text{ W/m}^2$ mit 344 W/m^2 und 3.162 Volllaststunden am Referenzstandort, für Mitte-Nord und Sonstige $275 \text{ W/m}^2 \leq SFL < 325 \text{ W/m}^2$ mit 292 W/m^2 und 3.665 Stunden, für Süd $SFL < 275 \text{ W/m}^2$ mit 258 W/m^2 und 3.806 Stunden. In der Tabelle werden gerundete Werte dargestellt.

Quelle: Eingangsparameter nach Deutsche WindGuard, a. a. O., Tab. 2, S. 37, sowie Prognos-Berechnung

© Prognos, 2026

³⁰ Deutsche WindGuard, Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Stand 2025, Tab. 2, S. 37. Die Technologiegruppen beruhen auf den im Jahr 2025 in Betrieb genommenen sowie den bis zum Berichtszeitpunkt genehmigten Anlagen nach dem Marktstammdatenregister.

Die Betriebskosten sind als Anteil der Investitionskosten angesetzt und damit eine eigene Modellannahme. Sie entsprechen umgerechnet rund 50 bis 54 Euro je Kilowatt und Jahr und liegen damit in der Größenordnung der von der Deutschen WindGuard ausgewiesenen absoluten Betriebskosten³¹. Der Kapitalkostensatz ist real und vor Steuern angesetzt, die Betriebsdauer folgt mit 25 Jahren der üblichen Auslegung neuer Anlagen und nicht dem 20-jährigen Förderzeitraum.

Herleitung des Stromertrags

Die Standortgüte beschreibt das Verhältnis des am realen Standort erzielbaren Ertrags zum Ertrag derselben Anlage am Referenzstandort nach Anlage 2 EEG³². Die Volllaststunden der Konfiguration ergeben sich daher als Produkt aus den Referenzvolllaststunden der jeweiligen Marktklasse und der Standortgüte. Für die Küstenkonfiguration folgt daraus ein Wert von rund 2.530 Stunden, für Süd-Standorte von rund 1.903 Stunden.

Die Konfiguration Mitte-Nord erreicht trotz geringerer Standortgüte etwas mehr Volllaststunden als die Küstenkonfiguration. Das folgt aus der Anlagenauslegung. Anlagen der Marktklassen Mitte-Nord und Sonstige haben eine geringere spezifische Flächenleistung, also eine größere Rotorfläche je Kilowatt Nennleistung, und erreichen dadurch am Referenzstandort höhere Volllaststunden. Dieselbe Auslegung bestimmt zugleich die Betroffenheit von der Kappung der Anschlusskapazität.

Der Stromertrag wird über die gesamte Betriebsdauer konstant fortgeschrieben. Eine altersbedingte Ertragsdegradation wird nicht angesetzt.

Herleitung des kappungsbedingten Ertragsverlusts

Die Begrenzung nach § 8 Abs. 1 S. 4 Nr. 2 EEG-E bezieht die anschlussfähige Einspeisekapazität auf die überstrichene Rotorfläche und begrenzt sie auf 280 Watt je Quadratmeter. Bezogen auf die Nennleistung der Anlage ergibt sich daraus ein zulässiger Leistungsanteil als Quotient aus dem Grenzwert und der spezifischen Flächenleistung. Für die Küstenkonfiguration mit 344 Watt je Quadratmeter liegt dieser Anteil bei rund 81 Prozent, für Mitte-Nord und Sonstige mit 292 Watt je Quadratmeter bei rund 96 Prozent. Die Süd-Konfiguration bleibt mit 258 Watt je Quadratmeter unterhalb des Grenzwerts und ist von der Regelung nicht betroffen.

Der Leistungsanteil beschreibt nur, wo die Einspeisung abgeschnitten wird. Der energetische Verlust fällt erheblich geringer aus, weil die gekappten Leistungsbereiche nur in wenigen Stunden des Jahres erreicht werden.

Dazu wird die normierte Leistungskennlinie der jeweiligen Konfiguration mit der Windgeschwindigkeitsverteilung des Referenzstandorts nach Anlage 2 EEG gefaltet, also mit einer Rayleigh-Verteilung. Die Windgeschwindigkeit wird von der Referenzhöhe auf die

³¹ Deutsche WindGuard, a. a. O., S. 36

³² § 36h Abs. 1 Satz 5 EEG-E. Der Gütefaktor ist das Verhältnis des Standortertrags nach Anlage 2 Nr. 7 EEG zum Referenzertrag nach Anlage 2 Nr. 2 EEG. Zu den Änderungen der Anlage 2 siehe EEG 2027 Art. 1 Nr. 123

Nabenhöhe der Anlage umgerechnet³³. Der Skalenparameter der Verteilung wird je Konfiguration so bestimmt, dass sich die in Tabelle 2 ausgewiesenen Volllaststunden ergeben. Anschließend wird die Einspeiseleistung auf den zulässigen Anteil begrenzt und der Ertragsverlust als Differenz der Flächen unter der gekappten und der ungekappten Kurve bestimmt.

Daraus ergeben sich Ertragsverluste von 4,43 Prozent an der Küste, 0,58 Prozent in Mitte-Nord, 0,40 Prozent an sonstigen Standorten und null an Süd-Standorten. Der Abstand zwischen der Küstenkonfiguration und den übrigen Konfigurationen erklärt sich aus dem Zusammenwirken zweier Effekte. Die Küstenanlage ist wegen ihrer höheren Flächenleistung stärker gekappt und erreicht wegen des windhöffigeren Standorts zugleich häufiger den Bereich der Nennleistung. Der Unterschied zwischen Mitte-Nord und Sonstige folgt allein aus dem zweiten Effekt, da beide Konfigurationen dieselbe Flächenleistung aufweisen und sich nur in der Windhöffigkeit unterscheiden.

Effektiver anzulegender Wert

Der Ausschreibungshöchstwert beträgt nach dem Entwurf 71,0 Euro/MWh und gilt einheitlich für alle Standorte. Der für eine Konfiguration tatsächlich erreichbare anzulegende Wert ergibt sich aus der Multiplikation mit dem Korrekturfaktor nach § 36h EEG-E, der die Standortgüte ausgleicht. Angesetzt werden die Faktoren an den jeweiligen Gütefaktorgrenzen mit 1,16 bei 80 Prozent, 1,29 bei 70 Prozent, 1,42 bei 60 Prozent und 1,65 bei 50 Prozent.

Daraus folgen effektive anzulegende Werte zwischen 82,4 Euro/MWh an der Küste und 117,2 Euro/MWh an Süd-Standorten. Diese Werte bilden den Maßstab, gegen den die belasteten Stromgestehungskosten in Kapitel 5 gespiegelt werden.

Die Zuordnung der Konfigurationen zu den Gütefaktorgrenzen ist eine Vereinfachung. Reale Standorte liegen zwischen den Grenzwerten und erhalten einen interpolierten Faktor³⁴. Die gewählte Zuordnung begünstigt die Konfigurationen tendenziell, weil der Faktor an der unteren Grenze eines Güteintervalls am höchsten ist.

4.2 Photovoltaik

Die vier PV-Konfigurationen unterscheiden sich nach dem Ausschreibungssegment und nach der Ausrichtung. Die Kostenannahmen beruhen auf Vorgaben des Auftraggebers sowie auf Einschätzungen des Fraunhofer ISE³⁵. Die Erzeugungsprofile und die daraus abgeleiteten Kappungsverluste stützen sich auf stündliche Zeitreihen aus PVGIS in der Version 5.3 unter Verwendung des Strahlungsdatensatzes SARA3 für die Jahre 2005 bis 2023.

³³ Anlage 2 Nr. 4 EEG. Der Referenzstandort ist bestimmt durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 Metern je Sekunde in 100 Metern über Grund, ein Höhenprofil nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten von 0,25 und eine Rauigkeitslänge von 0,1 Metern. Die Leistungskennlinie ist nach Anlage 2 Nr. 5 EEG unabhängig von der Nabenhöhe definiert.

³⁴ § 36h Abs. 1 Satz 3 EEG-E (lineare Interpolation zwischen benachbarten Stützwerten)

³⁵ In Anlehnung an Fraunhofer ISE: „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“ (2024):

https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf

Tabelle 3: Annahmen Photovoltaik Konfigurationen

	Freifläche Süd	Freifläche O-W	Dachfläche Süd	Dachfläche O-W
Neigung / Ausrichtung	30° / Süd	15° / Ost-West	15° / Süd	15° / Ost-West
Volllaststunden (brutto) [h/a]	1.050	1.000	980	900
CAPEX [T€/MW]	750	750	950	950
OPEX [% CAPEX p. a.]	2,0	2,0	2,0	2,0
Betriebsdauer [a]	30	30	30	30
WACC (real, vor Steuern) [%]	4,0	4,0	4,0	4,0
Höchstwert [Euro/MWh]	59,0	59,0	99,0	99,0
Maßnahmen				
1. Entschädigungsfreier Anteil Redispatch [%]	20	20	–	–
Laufzeit [a]	6 / 7,5	6 / 7,5	–	–
2. Ertragsverlust Kappung (SAL) [%]	4,33	0,65	–	–
4. Kommunale Beteiligung [ct/kWh]	0,1	0,1	–	–
6. Kapazitätsentgelt heutiges Niveau / oberer Wert [€/kW·a]	5,14 / 7,00	5,14 / 7,00	5,14 / 7,00	5,14 / 7,00
7. Netzebene/ spez. BKZ [€/kW]	HS/ 91,83 MS/ 103,27	HS/ 91,83 MS/ 103,27	MS/ 103,27	MS/ 103,27

In der Tabelle werden gerundete Werte dargestellt.

Quelle: Prognos-Berechnung in Anlehnung an Fraunhofer ISE: „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“ (2024) © Prognos, 2026

Der Kostenunterschied zwischen Freiflächen- und Dachanlagen ist erheblich und spiegelt die abweichenden Montage-, Planungs- und Anschlussbedingungen. Ihm steht auf der Vergütungsseite ein deutlich höherer Höchstwert des zweiten Ausschreibungssegments gegenüber. Die Betriebsdauer ist mit 30 Jahren angesetzt und liegt damit über dem 20-jährigen Förderzeitraum. Der Kapitalkostensatz ist real und vor Steuern angesetzt und fällt gegenüber Wind an Land um einen Prozentpunkt niedriger aus, was das geringere Realisierungs- und Betriebsrisiko von PV-Projekten abbildet.

Drei Maßnahmen greifen bei den Dachkonfigurationen nicht. Der Redispatch-Vorbehalt, die Kappung der Anschlusskapazität und die kommunale Beteiligung sind auf Anlagen des ersten Ausschreibungssegments nach § 3 Nr. 41a EEG beschränkt. Dachanlagen des zweiten Segments nach § 3 Nr. 41b EEG sind allein von den netzseitigen Kostenmaßnahmen betroffen, also vom Kapazitätsentgelt und vom Baukostenzuschuss.

Herleitung des Stromertrags

Die Volllaststunden sind als typisierte Annahme für eine mittlere Ertragssituation in Deutschland gesetzt und nicht aus den PVGIS-Zeitreihen abgeleitet. Für die südausgerichtete Freiflächenanlage liegen sie bei 1.050 Stunden. Die Abstufung zwischen den Konfigurationen folgt der Ausrichtung und der Neigung. Ost-West-Anlagen erreichen bei gleicher installierter Leistung einen geringeren Jahresertrag als südausgerichtete Anlagen, weil die Einstrahlung flacher auf die Module trifft. Dachanlagen liegen zusätzlich niedriger, da die Neigung durch die vorhandene Dachgeometrie vorgegeben ist und eine ertragsoptimale Ausrichtung seltener möglich ist.

Die PVGIS-Zeitreihen dienen ausschließlich der Bestimmung der Erzeugungsprofile und damit der kappingsbedingten Ertragsverluste. Als Standort ist der Raum Würzburg gewählt, der eine mittlere Einstrahlungssituation in Deutschland repräsentiert. Für die Verlustrechnung kommt es auf die Form des Profils an und nicht auf das absolute Niveau der Einstrahlung. Ein einzelner repräsentativer Standort ist deshalb vertretbar.

Der Stromertrag wird über die gesamte Betriebsdauer konstant fortgeschrieben. Eine modulbedingte Leistungsdegradation wird nicht angesetzt.

Herleitung des kappingsbedingten Ertragsverlusts

Die Begrenzung nach § 8 Abs. 1 EEG-E beschränkt die anschlussfähige Einspeisekapazität von Solaranlagen des ersten Ausschreibungssegments auf 70 Prozent der installierten Leistung. Bezugsgröße ist die installierte Leistung im Sinne des § 3 Nr. 31 EEG und damit die Gleichstromleistung der Module. Anders als bei Wind an Land ist der zulässige Leistungsanteil für alle betroffenen Konfigurationen gleich, sodass sich die Ertragsverluste allein aus der Form des Erzeugungsprofils ergeben.

Der Verlust wird aus den stündlichen Zeitreihen bestimmt. Die Einspeiseleistung jeder Stunde wird auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzt und die gekappte Jahresenergiemenge ins Verhältnis zur ungekappten gesetzt. Anschließend wird über die Jahre des Betrachtungszeitraums gemittelt.

Die Reihenfolge dieser Schritte bestimmt das Ergebnis. Würden zunächst die Stundenwerte über alle Jahre gemittelt und erst danach gekappt, ergäbe sich für sämtliche Konfigurationen ein Verlust von null. Die Mittelung glättet die Spitzenstunden so weit, dass die Kappungsgrenze rechnerisch nie erreicht wird. Der Verlust entsteht jedoch gerade in einzelnen Stunden einzelner Jahre und muss deshalb jahresweise bestimmt werden. Neben der Reihenfolge bestimmt die Bezugsgröße das Ergebnis. Wird die Kappung auf die Wechselrichterleistung statt auf die Gleichstromleistung der Module bezogen, entfällt der Verlust bei üblichen Auslegungsverhältnissen weitgehend.

Daraus ergeben sich Ertragsverluste von 4,33 Prozent für die südausgerichtete Freiflächenanlage und 0,65 Prozent für die Ost-West-Anlage. Der Abstand zwischen beiden folgt unmittelbar aus dem Profil. Die südausgerichtete Anlage erreicht ein ausgeprägtes Mittagsmaximum und überschreitet die Kappungsgrenze an vielen Tagen des Sommerhalbjahres deutlich. Die Ost-West-Anlage verteilt die Erzeugung auf einen breiteren Tagesgang mit niedrigerem Maximum und

stößt nur an wenigen Tagen an die Grenze. Die flachere Auslegung wirkt damit als teilweiser Schutz vor der Kappung, allerdings zum Preis eines von vornherein geringeren Jahresertrags.

Vergütungsseite

Für Photovoltaik besteht keine dem Referenzertragsmodell entsprechende Differenzierung nach Standortgüte. Der Vergleichsmaßstab ist deshalb unmittelbar der Höchstwert des jeweiligen Ausschreibungssegments, also 59,0 Euro/MWh für Freiflächenanlagen und 99,0 Euro/MWh für Dachanlagen des zweiten Segments.

Der Wert für Dachanlagen ist gesetzlich festgesetzt. Für Freiflächenanlagen schreibt § 37b EEG-E dagegen eine Fortschreibungsformel fort. Gebildet wird der Durchschnitt der jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebotswerte der letzten drei Gebotstermine, erhöht um 8 Prozent. Für die Ausschreibungen des Jahres 2027 sind dabei die im Jahr 2026 durchgeführten Gebotstermine heranzuziehen. Die 59,0 Euro/MWh sind innerhalb dieser Formel die Obergrenze.³⁶

Der Abstand zwischen den beiden Höchstwerten prägt die Ergebnisse in Kapitel 5. Dachanlagen tragen zwar deutlich höhere Investitionskosten, verfügen aber über einen erheblich höheren Vergütungsanspruch und sind zugleich von drei der untersuchten Maßnahmen nicht erfasst.

³⁶ § 37b EEG-E, EEG 2027 Art. 1 Nr. 53, S. 40 f., und § 38e Abs. 1 EEG-E, ebd. Art. 1 Nr. 57 Buchst. a, S. 43. Der Wert für das zweite Segment ist festgesetzt, der Wert für das erste Segment ergibt sich aus einer Berechnungsvorschrift und ist auf 5,9 Cent pro Kilowattstunde gedeckelt. Nach § 37b Satz 3 EEG-E sind für die Ausschreibungen 2027 die Gebotswerte der im Jahr 2026 durchgeführten Gebotstermine maßgeblich.

5 Ergebnisse

Die folgenden Abschnitte zeigen für jede Referenzkonfiguration, wie sich die Stromgestehungskosten im betrachteten Hochbelastungsszenario durch die untersuchten Maßnahmen entwickeln und welcher Abstand zum erreichbaren Vergütungsanspruch verbleibt.

Die Darstellung folgt durchgängig demselben Aufbau. Ausgangspunkt sind die Basis-Stromgestehungskosten ohne Maßnahmen. Hinzu kommen die Einzelwirkungen der Maßnahmen, zuerst die ertragsseitigen, danach die kostenseitigen. Die Summe ergibt die belasteten Stromgestehungskosten. Ihr gegenüber steht der Ausschreibungshöchstwert, bei Wind an Land erhöht um den Korrekturfaktor nach § 36h EEG-E. Schraffierte Balkenabschnitte zeigen den zusätzlichen Aufschlag, der sich aus dem jeweils oberen Bandbreitenwert einer Maßnahme ergibt.

Tabelle 4: Ergebnisübersicht aller Referenzkonfigurationen, in Euro/MWh

Maßnahme	Basis-LCOE	belastete LCOE	Anstieg	Vergleichswert	Abstand
Wind Küste	65,8	79,8	+21 %	82,4	+2,6
Wind Mitte-Nord	68,9	81,2	+18 %	91,6	+10,4
Wind Sonstige	80,3	94,4	+17 %	100,8	+6,4
Wind Süd	95,5	111,7	+17 %	117,2	+5,5
PV Freifläche Süd	55,6	72,2	+30 %	59,0	-13,2
PV Freifläche O-W	58,4	73,6	+26 %	59,0	-14,5
PV Dachfläche Süd	75,4	88,7	+18 %	99,0	+10,3
PV Dachfläche O-W	82,2	96,6	+18 %	99,0	+2,4

In der Tabelle werden gerundete Werte dargestellt.

Quelle: Prognos-Berechnung

© Prognos, 2026

Der Vergleichswert ist bei Wind an Land der effektive anzulegende Wert einschließlich Korrekturfaktor, bei Photovoltaik der Höchstwert des jeweiligen Ausschreibungssegments.

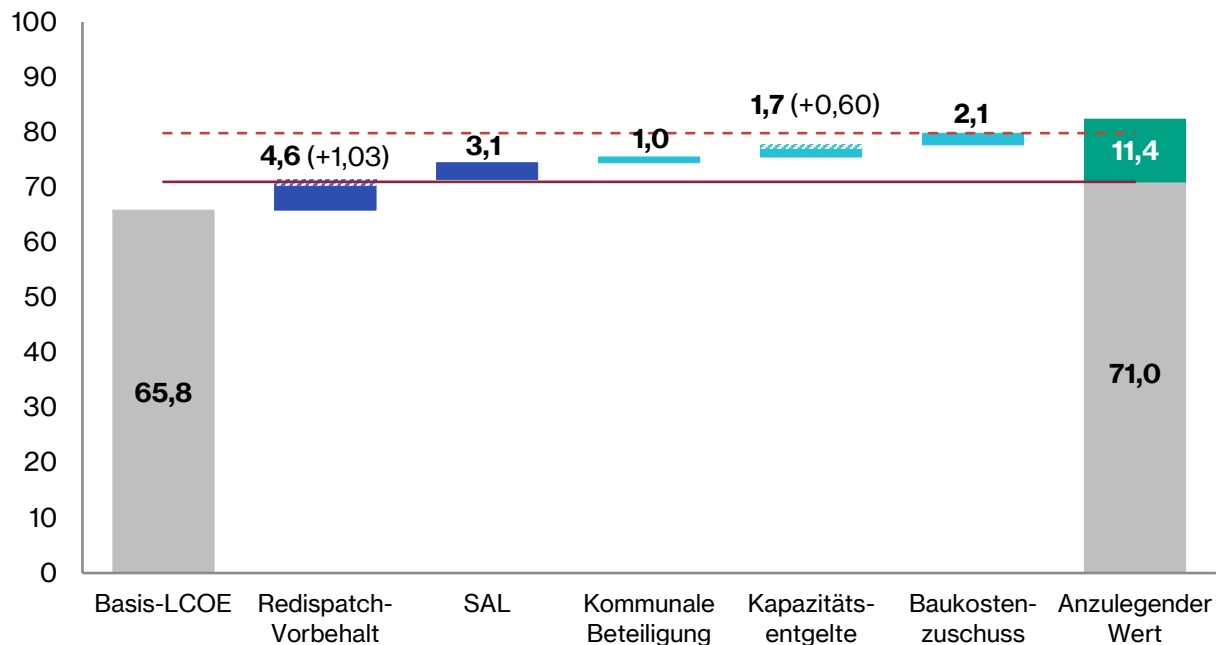
5.1 Wind an Land

Küste

Die Basis-Stromgestehungskosten liegen bei 65,8 Euro/MWh und damit auf dem niedrigsten Niveau aller vier Windkonfigurationen. Unter der maximalen Belastung steigen sie auf 79,8 Euro/MWh, ein Anstieg um 21 Prozent und der höchste innerhalb der betrachteten Windkonfigurationen.

Abbildung 4: Wind an Land, LCOE-Belastung der Konfiguration Küste, in Euro/MWh

LCOE-Belastung,
in €/MWh



Schraffierte Balkenabschnitte zeigen den jeweils oberen Bandbreitenwert. Beim Redispatch-Vorbehalt ist das die Verlängerung der Laufzeit von sechs auf 7,5 Jahre, beim Kapazitätsentgelt der Anstieg von 5,14 auf 7,00 Euro/Kilowatt und Jahr. Die gestrichelte Linie zeigt die belasteten Stromgestehungskosten einschließlich aller oberen Bandbreitenwerte. In der Abbildung werden gerundete Werte dargestellt.

Quelle: Prognos-Berechnung

© Prognos, 2026

Den größten Einzeleffekt hat der entschädigungsfreie Redispatch-Vorbehalt mit 4,6 Euro/MWh, der bei Verlängerung der Laufzeit von sechs auf 7,5 Jahre um einen weiteren Euro/MWh zunimmt. Die Wirkung ist deshalb so ausgeprägt, weil die Ertragskürzung in den ersten Betriebsjahren anfällt und diese in der Diskontierung am stärksten gewichtet sind.

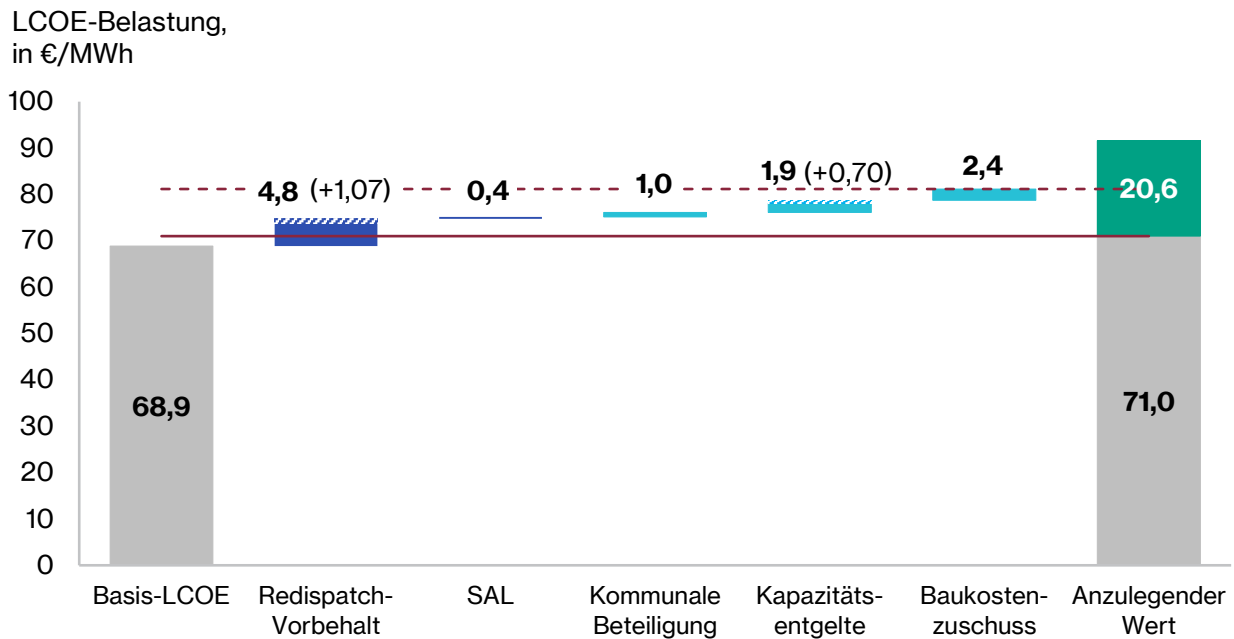
An zweiter Stelle steht die Kappung der Anschlusskapazität mit 3,1 Euro/MWh. Die Küstenkonfiguration ist die einzige Windkonfiguration, bei der diese Maßnahme spürbar wirkt, da ihre spezifische Flächenleistung mit 344 Watt je Quadratmeter erheblich über der Grenze von 280 Watt je Quadratmeter liegt. Die kostenseitigen Maßnahmen fallen mit 1,0 Euro/MWh für die kommunale Beteiligung, 1,7 Euro/MWh für das Kapazitätsentgelt und 2,1 Euro/MWh für den Baukostenzuschuss vergleichsweise moderat aus, weil sich die leistungsbezogenen Beträge auf ein hohes Ertragsniveau verteilen.

Der effektive anzulegende Wert liegt durch den Korrekturfaktor von 1,16 bei 82,4 Euro/MWh. Es verbleibt ein Abstand von 2,6 Euro/MWh, was rund drei Prozent der belasteten Stromgestehungskosten entspricht. Die Küstenkonfiguration weist damit den geringsten Puffer aller vier Windstandorte auf, obwohl sie die günstigsten Basiskosten hat.

Mitte-Nord

Die Basis-Stromgestehungskosten liegen bei 68,9 Euro/MWh und steigen unter Belastung auf 81,2 Euro/MWh, ein Anstieg um 18 Prozent.

Abbildung 5: Wind an Land, LCOE-Belastung der Konfiguration Mitte-Nord, in Euro/MWh



Schraffierte Balkenabschnitte zeigen den jeweils oberen Bandbreitenwert. Beim Redispatch-Vorbehalt ist das die Verlängerung der Laufzeit von sechs auf 7,5 Jahre, beim Kapazitätsentgelt der Anstieg von 5,14 auf 7,00 Euro/Kilowatt und Jahr. Die gestrichelte Linie zeigt die belasteten Stromgestehungskosten einschließlich aller oberen Bandbreitenwerte. In der Abbildung werden gerundete Werte dargestellt.

Quelle: Prognos-Berechnung

© Prognos, 2026

Der Redispatch-Vorbehalt bleibt mit 4,8 Euro/MWh die größte Einzelposition. Die Kappung der Anschlusskapazität fällt dagegen mit 0,4 Euro/MWh deutlich geringer aus als an der Küste, da die spezifische Flächenleistung mit 292 Watt je Quadratmeter nur knapp über der Grenze liegt. Der Unterschied von 2,7 Euro/MWh gegenüber der Küstenkonfiguration bei dieser einen Maßnahme zeigt, wie stark die Regelung von der Anlagenauslegung abhängt.

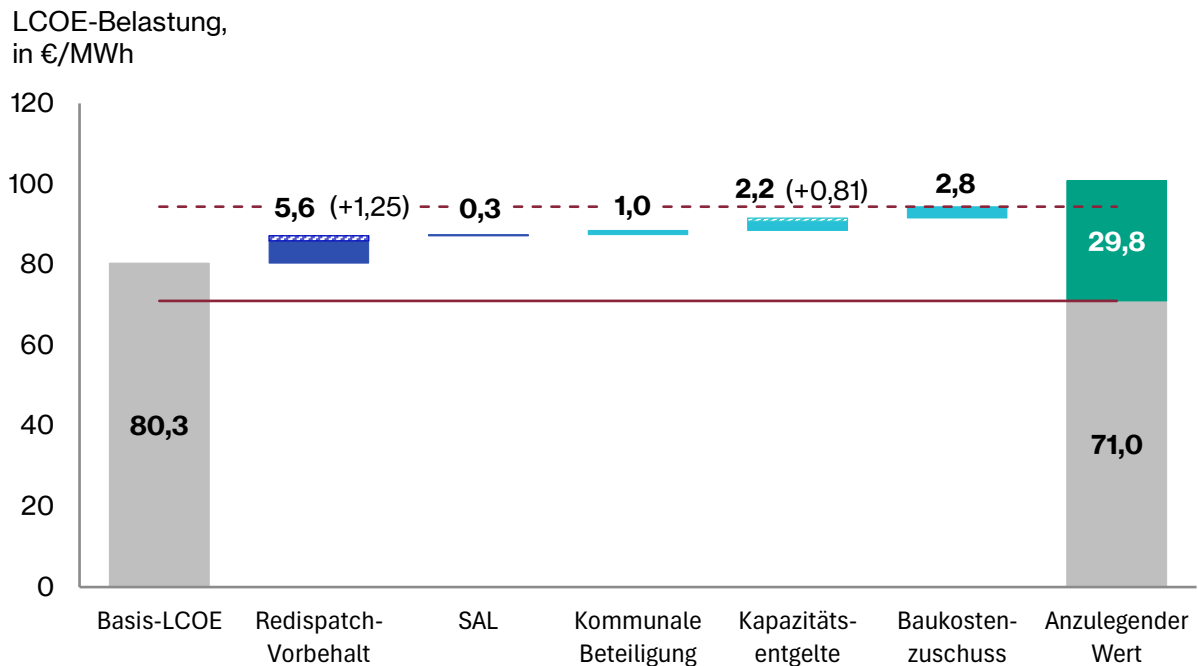
Die kostenseitigen Maßnahmen summieren sich auf 5,3 Euro/MWh, aufgeteilt auf 1,0 Euro/MWh kommunale Beteiligung, 1,9 Euro/MWh Kapazitätsentgelt und 2,4 Euro/MWh Baukostenzuschuss.

Mit einem Korrekturfaktor von 1,29 ergibt sich ein effektiver anzulegender Wert von 91,6 Euro/MWh. Der verbleibende Abstand von 10,4 Euro/MWh ist der größte aller Windkonfigurationen.

Sonstige

Die Basis-Stromgestehungskosten liegen bei 80,3 Euro/MWh und steigen unter Belastung auf 94,4 Euro/MWh, ein Anstieg um 17 Prozent.

Abbildung 6: Wind an Land, LCOE-Belastung der Konfiguration Sonstige, in Euro/MWh



Schraffierte Balkenabschnitte zeigen den jeweils oberen Bandbreitenwert. Beim Redispatch-Vorbehalt ist das die Verlängerung der Laufzeit von sechs auf 7,5 Jahre, beim Kapazitätsentgelt der Anstieg von 5,14 auf 7,00 Euro/Kilowatt und Jahr. Die gestrichelte Linie zeigt die belasteten Stromgestehungskosten einschließlich aller oberen Bandbreitenwerte. In der Abbildung werden gerundete Werte dargestellt.

Quelle: Prognos-Berechnung

© Prognos, 2026

Der Redispatch-Vorbehalt trägt 5,6 Euro/MWh bei. Da er als prozentuale Ertragskürzung wirkt, steigt sein absoluter Beitrag mit dem Niveau der Basiskosten, während er relativ konstant bleibt. Die Kappung der Anschlusskapazität wirkt mit 0,3 Euro/MWh kaum. Die Konfiguration teilt sich die spezifische Flächenleistung von 292 Watt je Quadratmeter mit Mitte-Nord, erreicht wegen der geringeren Windhöffigkeit aber seltener den Bereich oberhalb der Kappungsgrenze.

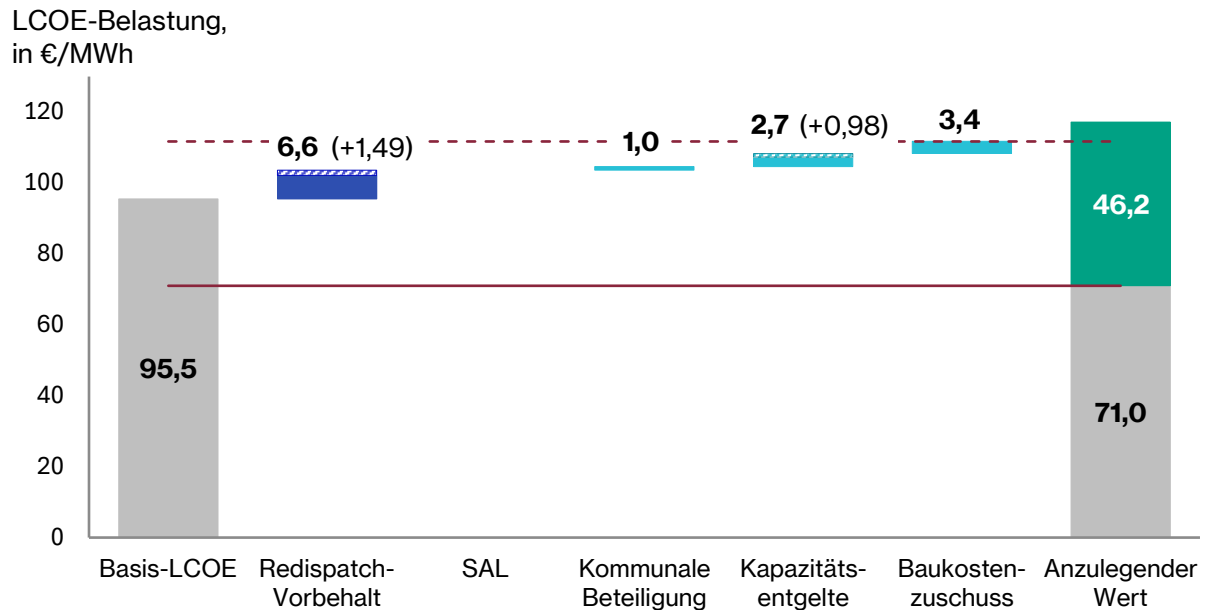
Deutlicher als bei den windhöffigeren Standorten treten die leistungsbezogenen Kostenmaßnahmen hervor. Das Kapazitätsentgelt steigt auf 2,2 Euro/MWh und der Baukostenzuschuss auf 2,8 Euro/MWh. Beide knüpfen an die Anschlussleistung an und sind vom Stromertrag unabhängig, sodass sich derselbe Betrag auf weniger Volllaststunden verteilt.

Der Korrekturfaktor von 1,42 führt zu einem effektiven anzulegenden Wert von 100,8 Euro/MWh. Es verbleibt ein Abstand von 6,4 Euro/MWh.

Süd

Die Basis-Stromgestehungskosten liegen bei 95,5 Euro/MWh und damit am höchsten aller acht Referenzkonfigurationen. Unter Belastung steigen sie auf 111,7 Euro/MWh, ein Anstieg um 17 Prozent.

Abbildung 7: Wind an Land, LCOE-Belastung der Konfiguration Süd, in Euro/MWh



Schraffierte Balkenabschnitte zeigen den jeweils oberen Bandbreitenwert. Beim Redispatch-Vorbehalt ist das die Verlängerung der Laufzeit von sechs auf 7,5 Jahre, beim Kapazitätsentgelt der Anstieg von 5,14 auf 7,00 Euro/Kilowatt und Jahr. Die gestrichelte Linie zeigt die belasteten Stromgestehungskosten einschließlich aller oberen Bandbreitenwerte. In der Abbildung werden gerundete Werte dargestellt.

Quelle: Prognos-Berechnung

© Prognos, 2026

Die Kappung der Anschlusskapazität entfällt vollständig, da die spezifische Flächenleistung mit 258 Watt je Quadratmeter unterhalb der Grenze von 280 Watt je Quadratmeter liegt. Die für Schwachwindstandorte typische Auslegung mit großer Rotorfläche je Kilowatt Nennleistung führt in der betrachteten Konfiguration dazu, dass die gesetzliche Grenze nicht bindend wird.

Alle übrigen Maßnahmen erreichen dagegen ihre absolut höchste Wirkung innerhalb der Windkonfigurationen. Der Redispatch-Vorbehalt trägt 6,6 Euro/MWh bei, das Kapazitätsentgelt 2,7 Euro/MWh und der Baukostenzuschuss 3,4 Euro/MWh. Beim Baukostenzuschuss ist der Unterschied zur Küstenkonfiguration mit 1,3 Euro/MWh besonders deutlich, obwohl der zugrunde liegende Einmalbetrag je Kilowatt identisch ist.

Der Korrekturfaktor von 1,65 führt zu einem effektiven anzulegenden Wert von 117,2 Euro/MWh. Es verbleibt ein Abstand von 5,5 Euro/MWh.

Über alle vier Windkonfigurationen hinweg ergibt sich damit ein einheitliches Bild. Der Anstieg der Stromgestehungskosten beträgt zwischen 17 und 21 Prozent. In den betrachteten

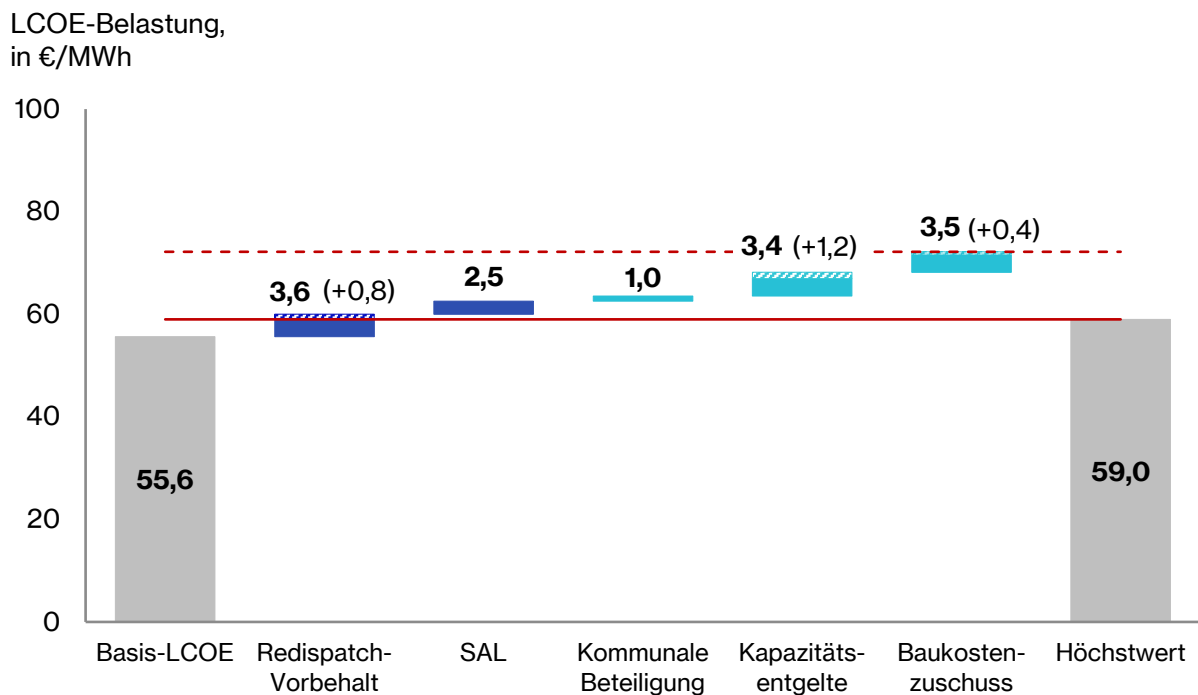
Referenzkonfigurationen liegen die modellierten LCOE durch die Korrekturfaktoren des Referenzertragsmodells unter den jeweiligen Vergleichswerten. Die Puffer sind allerdings ungleich verteilt und an der Küste am knappsten.

5.2 Photovoltaik

Freifläche Süd

Die Basis-Stromgestehungskosten liegen bei 55,6 Euro/MWh und damit am niedrigsten aller acht Referenzkonfigurationen. Im betrachteten Hochbelastungsszenario steigen die Kosten auf 72,2 Euro/MWh, ein Anstieg um 30 Prozent und der höchste im gesamten Vergleich.

Abbildung 8: PV, LCOE-Belastung der Konfiguration Freifläche Süd, in Euro/MWh



Schraffierte Balkenabschnitte zeigen den jeweils oberen Bandbreitenwert. Beim Redispatch-Vorbehalt ist das die Verlängerung der Laufzeit von sechs auf 7,5 Jahre, beim Kapazitätsentgelt der Anstieg von 5,14 auf 7,00 Euro/Kilowatt und Jahr, beim Baukostenzuschuss der Anschluss an die Mittelspannung statt an die Hochspannung. Die gestrichelte Linie zeigt die belasteten Stromgestehungskosten einschließlich aller oberen Bandbreitenwerte. In der Abbildung werden gerundete Werte dargestellt.

Quelle: Prognos-Berechnung

© Prognos, 2026

Die größte Einzelposition ist das Kapazitätsentgelt mit insgesamt 4,6 Euro/MWh (3,4 Euro/MWh + 1,2 Euro/MWh). Es liegt damit deutlich über der Wirkung bei Wind an Land. Ursache ist die geringe Zahl an Volllaststunden von rund 1.050 je Jahr, über die das leistungsbezogene Entgelt verteilt wird. Der Baukostenzuschuss folgt mit 3,5 Euro/MWh und erhöht sich um rund 0,45 Euro/MWh, sofern der Anschluss an die Mittelspannung statt an die Hochspannung erfolgt.

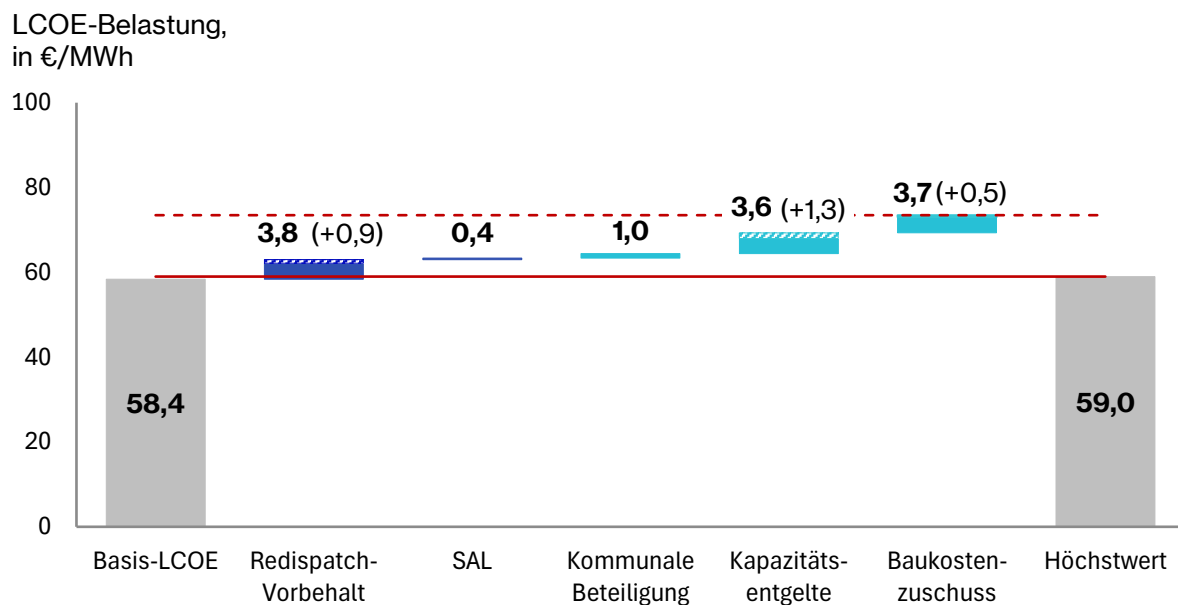
Ertragsseitig wirken der Redispatch-Vorbehalt mit 4,4 Euro/MWh (3,6 Euro/MWh + 0,8 Euro/MWh) und die Kappung der Anschlusskapazität mit 2,5 Euro/MWh. Die südausgerichtete Auslegung erreicht ein ausgeprägtes Mittagsmaximum und überschreitet die Kappungsgrenze von 70 Prozent der installierten Leistung an vielen Tagen des Sommerhalbjahres deutlich. Hinzu kommt die kommunale Beteiligung mit 1,0 Euro/MWh.

Der Höchstwert des ersten Ausschreibungssegments liegt bei 59,0 Euro/MWh. Die Basis-LCOE liegen unter dem Höchstwert, die belasteten LCOE darüber. Es verbleibt eine Lücke von 13,2 Euro/MWh. Wie in Kapitel 4.2 dargestellt, sind die 59,0 Euro/MWh die in § 37b EEG-E vorgesehene Obergrenze der Höchstwertformel und kein festgesetzter Wert. Der für 2027 tatsächlich geltende Höchstwert ergibt sich erst aus den Ergebnissen der Gebotstermine des Jahres 2026.

Freifläche Ost-West

Die Basis-Stromgestehungskosten liegen bei 58,4 Euro/MWh und steigen unter Belastung auf 73,5 Euro/MWh, ein Anstieg um 26 Prozent.

Abbildung 9: PV, LCOE-Belastung der Konfiguration Freifläche Ost-West, in Euro/MWh



Schraffierte Balkenabschnitte zeigen den jeweils oberen Bandbreitenwert. Beim Redispatch-Vorbehalt ist das die Verlängerung der Laufzeit von sechs auf 7,5 Jahre, beim Kapazitätsentgelt der Anstieg von 5,14 auf 7,00 Euro/Kilowatt und Jahr, beim Baukostenzuschuss der Anschluss an die Mittelspannung statt an die Hochspannung. Die gestrichelte Linie zeigt die belasteten Stromgestehungskosten einschließlich aller oberen Bandbreitenwerte. In der Abbildung werden gerundete Werte dargestellt.

Quelle: Prognos-Berechnung

© Prognos, 2026

Der einzige nennenswerte Unterschied zur südausgerichteten Konfiguration liegt bei der Kappung der Anschlusskapazität. Sie führt hier zu lediglich 0,4 Euro/MWh gegenüber 2,5 Euro/MWh bei Südausrichtung. Das geglättete Erzeugungsprofil der Ost-West-Auslegung verteilt die Erzeugung

auf einen breiteren Tagesgang mit niedrigerem Maximum und erreicht nur an wenigen Tagen den Schwellenwert.

In der betrachteten Konfiguration wird der geringere Kappungsverlust durch das niedrigere angenommene Ertragsniveau und höhere leistungsbezogene Aufschläge überkompensiert. Das von vornherein niedrigere Ertragsniveau von rund 1.000 Volllaststunden hebt sowohl die Basiskosten als auch sämtliche leistungsbezogenen Aufschläge an. Das Kapazitätsentgelt steigt auf 4,9 Euro/MWh und der Baukostenzuschuss auf 4,2 Euro/MWh.

Der Redispatch-Vorbehalt beträgt bei den Freiflächenkonfigurationen 4,4 und 4,7 Euro/MWh, bei den Windkonfigurationen 5,6 bis 8,1 Euro/MWh. Bezogen auf die Basis-Stromgestehungskosten fällt seine Wirkung bei Photovoltaik mit 8,0 Prozent geringer aus als bei Wind an Land mit 8,5 Prozent, obwohl die entschädigungsfreie Schwelle mit 20 Prozent über den 18 Prozent für Windenergiegebiete liegt. Ursache sind die längere Nutzungsdauer von 30 Jahren und der niedrigere Kapitalkostensatz von 4,0 Prozent. Auf den Zeitraum der Kürzung entfallen dadurch rund 37 Prozent des abgezinsten Lebensdauerertrags, bei Wind an Land rund 43 Prozent.

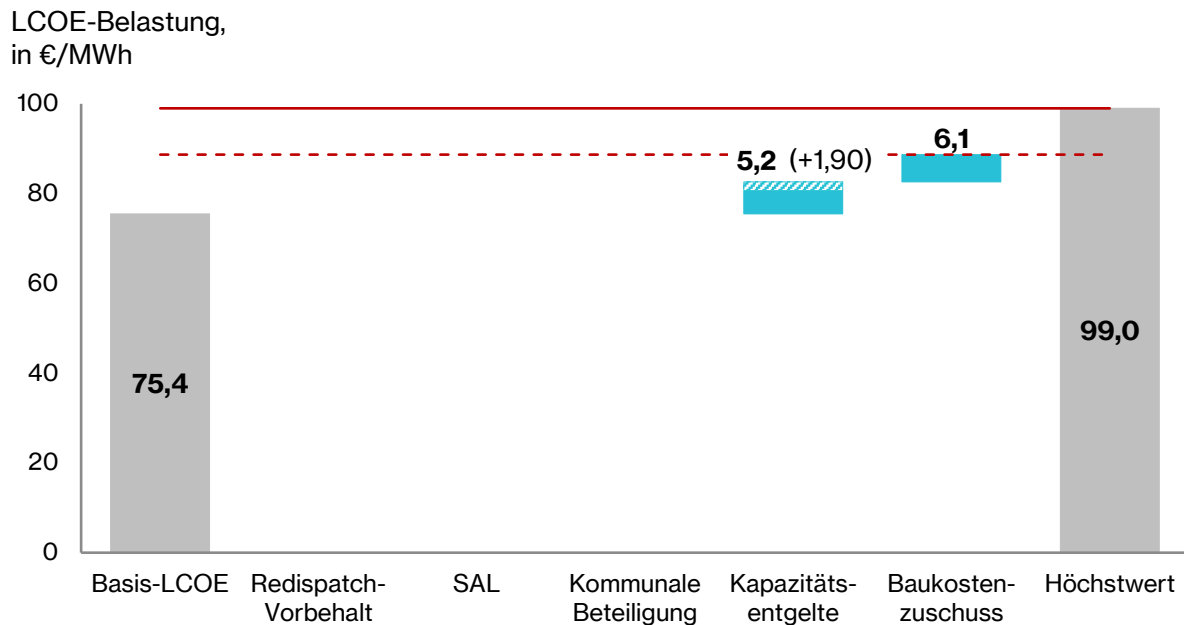
Gegenüber dem Höchstwert von 59,0 Euro/MWh verbleibt eine Lücke von 14,5 Euro/MWh, wobei auch hier der zu Freifläche Süd genannte Vorbehalt zur Höchstwertannahme gilt. Die Ost-West-Auslegung schneidet damit trotz der geringeren Kappungsbetroffenheit ungünstiger ab als die Südausrichtung.

Dachfläche Süd

Dachanlagen des zweiten Ausschreibungssegments sind von drei der untersuchten Maßnahmen nicht erfasst. Der Redispatch-Vorbehalt, die Kappung der Anschlusskapazität und die kommunale Beteiligung greifen für sie nicht, sodass allein die netzseitigen Kostenmaßnahmen wirken.

Die Basis-Stromgestehungskosten liegen bei 75,4 Euro/MWh und steigen unter Belastung auf 88,7 Euro/MWh, ein Anstieg um 18 Prozent.

Abbildung 10: PV, LCOE-Belastung der Konfiguration Dachfläche Süd, in Euro/MWh



Schraffierte Balkenabschnitte zeigen den jeweils oberen Bandbreitenwert. Beim Kapazitätsentgelt der Anstieg von 5,14 auf 7,00 Euro/Kilowatt und Jahr. Die gestrichelte Linie zeigt die belasteten Stromgestehungskosten einschließlich aller oberen Bandbreitenwerte.

Quelle: Prognos-Berechnung

© Prognos, 2026

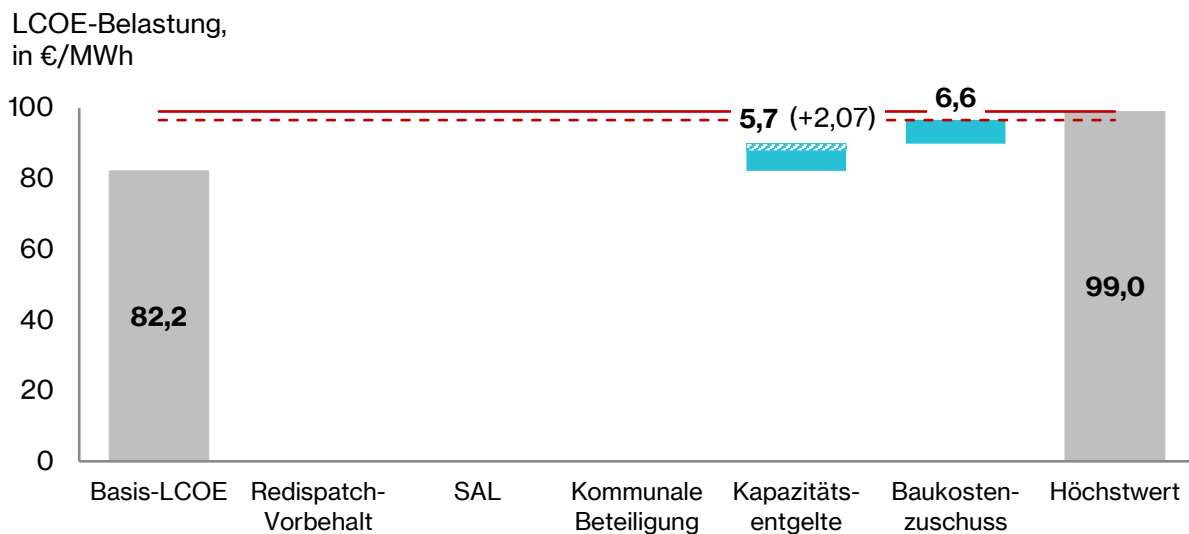
Der Baukostenzuschuss ist mit 6,1 Euro/MWh die größte Einzelposition. Das Kapazitätsentgelt folgt mit 5,2 Euro/MWh und übersteigt beim oberen Bandbreitenwert mit dann rund 7,1 Euro/MWh den Baukostenzuschuss. Beide Maßnahmen erreichen hier ein deutlich höheres Niveau als bei allen Windkonfigurationen, weil die Dachanlagen mit rund 980 Volllaststunden ein geringes Ertragsniveau aufweisen und der Anschluss an die Mittelspannung mit einem höheren spezifischen Leistungspreis verbunden ist.

Der Höchstwert des zweiten Ausschreibungssegments liegt mit 99,0 Euro/MWh deutlich über dem des ersten Segments. Es verbleibt ein Abstand von 10,3 Euro/MWh.

Dachfläche Ost-West

Die Basis-Stromgestehungskosten liegen bei 82,2 Euro/MWh und steigen unter Belastung auf 96,6 Euro/MWh, ebenfalls ein Anstieg um 18 Prozent.

Abbildung 11: PV, LCOE-Belastung der Konfiguration Dachfläche Ost-West, in Euro/MWh



Schraffierte Balkenabschnitte zeigen den jeweils oberen Bandbreitenwert. Beim Kapazitätsentgelt der Anstieg von 5,14 auf 7,00 Euro/Kilowatt und Jahr. Die gestrichelte Linie zeigt die belasteten Stromgestehungskosten einschließlich aller oberen Bandbreitenwerte.

Quelle: Prognos-Berechnung

© Prognos, 2026

Mit rund 900 Volllaststunden weist diese Konfiguration das niedrigste Ertragsniveau aller acht Referenzanlagen auf. Entsprechend erreichen beide Kostenmaßnahmen ihre absolut höchste Wirkung im gesamten Vergleich, der Baukostenzuschuss mit 6,6 Euro/MWh und das Kapazitätsentgelt mit 5,7 Euro/MWh, beim oberen Bandbreitenwert mit rund 7,8 Euro/MWh.

Gegenüber dem Höchstwert von 99,0 Euro/MWh verbleibt ein Abstand von 2,4 Euro/MWh. Die Konfiguration weist den geringsten positiven Abstand derjenigen Referenzanlagen auf, deren LCOE unter dem Vergleichswert bleiben.

In den beiden betrachteten Dachkonfigurationen führen die angesetzten netzseitigen Kostenmaßnahmen zu einem LCOE-Anstieg von rund 18 Prozent.

5.3 Exkurs: Speicher und Co-Location als ergänzende Perspektive

Die Studie untersucht die direkten Wirkungen der Maßnahmen auf Stromgestehungskosten und Vergütungsbedingungen. Erlöswirkungen sowie Beiträge von Speichern und Co-Location bleiben qualitativ eingeordnet. Eine belastbare Quantifizierung hätte eine stundenscharfe Modellierung von Erzeugung, Speicherbetrieb und Vermarktung erfordert und wäre stark von den Rahmenbedingungen des einzelnen Projekts abhängig.

Speicher- und Co-Location-Konzepte werden häufig als Antwort auf Netzengpässe und steigende Flexibilitätsanforderungen diskutiert. Für die hier untersuchten Maßnahmen stellt sich daher die Frage, ob sich Belastungen aus dem Redispatch-Vorbehalt oder der Kappung der

Anschlusskapazität durch zusätzliche Flexibilität teilweise ausgleichen lassen.

Der Mechanismus ist plausibel. Speicher können unter geeigneten technischen und regulatorischen Bedingungen einen Teil ansonsten nicht einspeisbarer Strommengen aufnehmen und zeitlich verschieben. In Co-Location-Konzepten erlauben sie zudem, bestehende Netzanschlüsse besser auszulasten und zusätzliche Anschlusskosten zu vermeiden.

Die Möglichkeiten zur Kompensation sollten dennoch nicht überschätzt werden. Speicher erfordern eigene Investitionen und verursachen eigene Betriebs- und Finanzierungskosten. Ob die Erlösvorteile diese Kosten übersteigen, hängt von der konkreten Projektkonfiguration und den erzielbaren Speichererlösen ab. Hinzu kommt, dass der geplante zweiseitige Differenzvertrag die Rahmenbedingungen für Speicherprojekte verändert. Speicher erlauben es, Strommengen in Zeiten höherer Marktwerte zu verschieben. Genau diese Erlöse oberhalb des anzulegenden Werts werden je nach Ausgestaltung des Differenzvertrags nur noch eingeschränkt wirksam. Die Größenordnung dieses Effekts wird hier nicht untersucht. Die zusätzliche Wirtschaftlichkeit von Speicherlösungen kann deshalb geringer ausfallen als in einem System mit unbegrenzter Partizipation an hohen Marktpreisen.

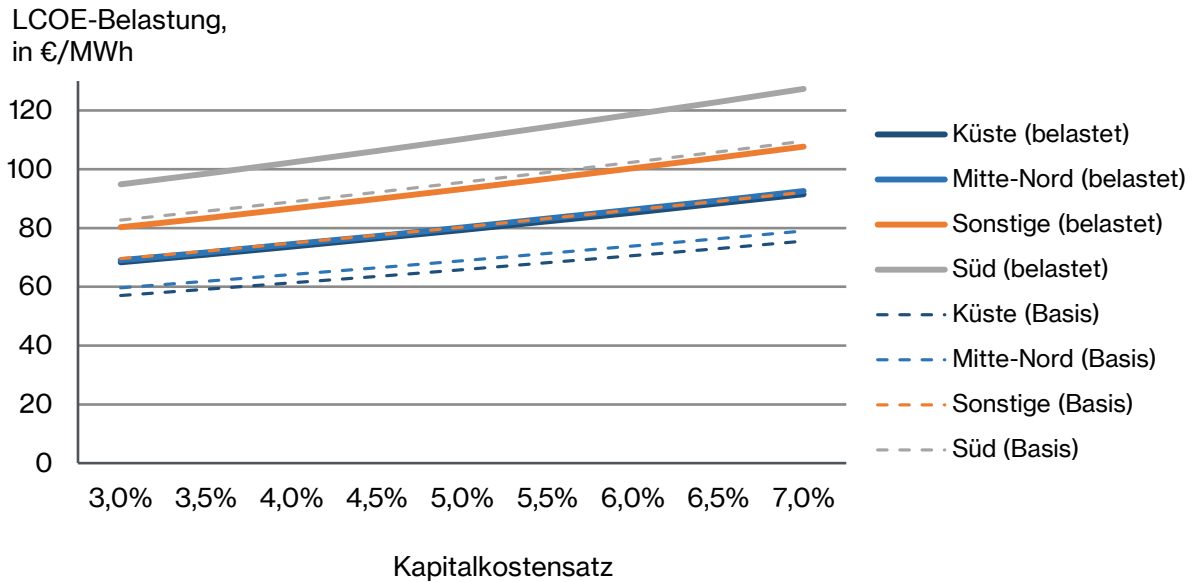
Schlussfolgerung

Speicher und Co-Location können zur technischen Integration erneuerbarer Energien beitragen und einzelne Belastungen mindern, vor allem aus der Kappung der Anschlusskapazität. Aus der qualitativen Betrachtung lässt sich jedoch kein genereller Ausgleich der kumulierten Belastungen durch Speicher und Co-Location ableiten. Ob ein solcher Ausgleich in einzelnen Projekten möglich ist, hängt von Investitionskosten, Betriebsstrategie, Marktteilnahme und regulatorischer Ausgestaltung ab. Die zusätzlichen Kosten müssen selbst erwirtschaftet werden, und der Wegfall zusätzlicher Strompreis-Upsides erschwert ihre Refinanzierung. Aus Sicht der Projektwirtschaftlichkeit mildern Speicher und Co-Location daher einzelne Nachteile ab, heben die grundlegende Belastungswirkung aber nicht auf.

5.4 Sensitivität: Kapitalkosten

Die Ergebnisse beruhen auf einem realen Kapitalkostensatz vor Steuern von 5,0 Prozent für Wind an Land und 4,0 Prozent für Photovoltaik. Dieser Satz kann sich in beide Richtungen bewegen. Der zweiseitige Differenzvertrag soll die Erlösvolatilität begrenzen und damit die Risikoprämie der Fremd- und Eigenkapitalgeber senken. Gegenläufig wirken das allgemeine Zinsniveau, eine veränderte Risikobewertung netz- und regulierungsseitiger Eingriffe sowie die Akteursstruktur. Die Variation zwischen 3,0 und 7,0 Prozent bildet beide Richtungen ab. Die Bandbreite dient einer breiten Sensitivitätsbetrachtung und ist keine Prognose.

Abbildung 12: Wind an Land, Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Kapitalkostensatz, in Euro/MWh

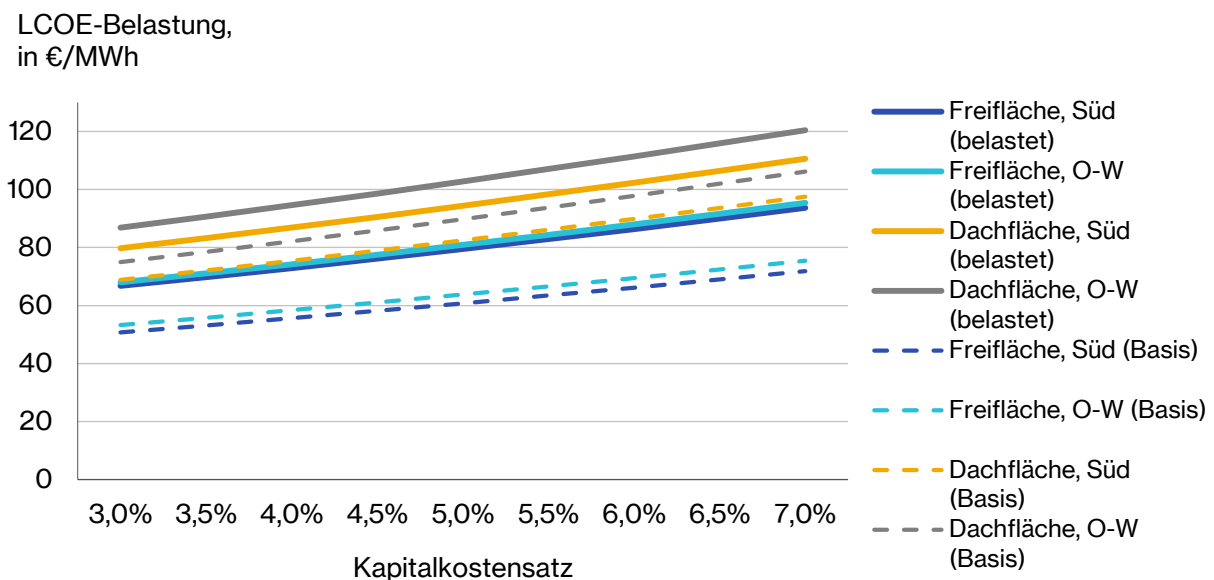


Lesehinweis: Durchgezogene Linien zeigen die belasteten Stromgestehungskosten, gestrichelte Linien die Basis-Stromgestehungskosten ohne Maßnahmen.

Quelle: Prognos-Berechnung

© Prognos, 2026

Abbildung 13: Photovoltaik, Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Kapitalkostensatz, in Euro/MWh



Durchgezogene Linien zeigen die belasteten Stromgestehungskosten, gestrichelte Linien die Basis-Stromgestehungskosten ohne Maßnahmen.

Quelle: Prognos-Berechnung

© Prognos, 2026

Die Stromgestehungskosten steigen bei allen acht Konfigurationen deutlich mit dem Kapitalkostensatz.

Die belastete Kurve verläuft dabei steiler als die Basiskurve. Die Maßnahmen erhöhen also die Kapitalkostenempfindlichkeit selbst, weil die ertragsseitigen Eingriffe die Strommenge verringern, auf die sich die kapitalgebundenen Kosten verteilen. Steigen die Finanzierungskosten, wächst der Abstand zwischen belasteten und unbelasteten Kosten zusätzlich. Der Kapitalkostensatz wirkt dabei nicht auf alle Bestandteile gleich. Basis-Stromgestehungskosten, Redispatch-Vorbehalt, Kappung der Anschlusskapazität und Baukostenzuschuss reagieren auf Änderungen des WACC, da sie über den Annuitätenfaktor in die Stromgestehungskosten eingehen. Die kommunale Beteiligung und das Kapazitätsentgelt reagieren dagegen kaum, da sie als laufende jährliche Zahlungen in Zähler und Nenner gleichermaßen abgezinst werden.

Für den Differenzvertrag folgt daraus: Soweit er die Finanzierungskosten senkt, entlastet er die Basiskosten und dämpft zugleich einen Teil der Wirkung der übrigen Maßnahmen. In welchem Umfang ein Differenzvertrag den WACC gegenüber dem heutigen Förderregime tatsächlich senkt, wird in der vorliegenden Untersuchung nicht quantifiziert. Die Sensitivität zeigt lediglich die rechnerische Wirkung möglicher WACC-Veränderungen.

6 Einordnung und Fazit

Die vorliegende Untersuchung analysiert die kumulativen Auswirkungen mehrerer derzeit diskutierter regulatorischer Maßnahmen auf die Stromgestehungskosten neuer Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Die einzelnen Maßnahmen werden in unterschiedlichen Gesetzgebungs- und Regulierungsverfahren entwickelt und verfolgen jeweils eigene energie- oder netzpolitische Ziele. Für Projektentwickler und Investoren wirken sie gleichzeitig auf dasselbe Vorhaben. Die tatsächlichen Belastungen ergeben sich daher insbesondere aus dem Zusammenwirken.

Die Ergebnisse zeigen, dass die untersuchten Maßnahmen die Stromgestehungskosten sowohl für Windenergieanlagen an Land als auch für Photovoltaikanlagen erhöhen. Die Größenordnung der Belastung unterscheidet sich jedoch deutlich zwischen den Technologien und Anlagentypen.

Bei Wind an Land steigen die Stromgestehungskosten an allen vier untersuchten Standorten spürbar. An dem betrachteten Küstenstandort beträgt der Anstieg 21 Prozent und 17 bis 18 Prozent an den übrigen Standorten. Die anzulegenden Werte reichen in den betrachteten Szenarien noch aus, um die gestiegenen Kosten abzubilden.

Bei Photovoltaikanlagen unterscheiden sich die beiden Ausschreibungssegmente. Freiflächenanlagen des ersten Segments unterliegen denselben Maßnahmen wie Windenergieanlagen an Land. Redispatch-Vorbehalt, Kappung der Anschlusskapazität, kommunale Beteiligung, Kapazitätsentgelt und Baukostenzuschuss wirken hier gemeinsam auf Erträge und Kosten. Die Stromgestehungskosten steigen um 30 Prozent bei Südausrichtung und um 26 Prozent bei Ost-West-Ausrichtung. In der betrachteten Konstellation übersteigen die belasteten Stromgestehungskosten den vorgesehenen Höchstwert deutlich. Aufdachanlagen des

zweiten Segments sind vom Redispatch-Vorbehalt, von der Kappung der Anschlusskapazität und von der kommunalen Beteiligung nicht erfasst. Ihre Stromgestehungskosten steigen dennoch um 18 Prozent. Die Kostensteigerungen liegen unterhalb des aktuell vorgesehenen Höchstwerts.

Für die Bewertung kommt es nicht nur auf die unmittelbar zurechenbaren Kosten der einzelnen Maßnahmen an. Der zweiseitige Differenzvertrag verändert zwar weder Investitions- noch Betriebskosten, begrenzt aber zusätzliche Erlöschancen und beeinflusst damit Finanzierung und Gebotsverhalten. Strompreis-Upsides, die bislang als Puffer gegenüber Kostensteigerungen und Ertragsverlusten dienen konnten, stehen künftig nur noch eingeschränkt zur Verfügung. Die übrigen Belastungen müssen deshalb stärker über den Gebotspreis beziehungsweise den anzulegenden Wert abgesichert werden. Speicher- und Co-Location-Konzepte können einzelne Effekte mindern und die Netzintegration unterstützen. Aus der qualitativen Betrachtung lässt sich jedoch kein genereller Ausgleich der kumulierten Belastungen ableiten.

Wie eingangs erläutert, bilden die Ergebnisse ein bewusst konservatives Hochbelastungsszenario innerhalb der untersuchten Parametrisierung ab und sind daher nicht als Erwartungswert zu interpretieren. Für einige Maßnahmen wurden Annahmen gewählt, die die maximale potenzielle Wirkung auf die jeweiligen Referenzanlagen abbilden. Gleichzeitig bestehen bei einzelnen Regelungen weiterhin Unsicherheiten hinsichtlich ihrer endgültigen Ausgestaltung. Die tatsächliche Belastung einzelner Projekte kann daher geringer ausfallen.

Die Analyse zeigt die Größenordnung der möglichen Summenwirkung und spricht dafür, diese in den laufenden Verfahren stärker zu berücksichtigen.

Fazit

Die kumulative Betrachtung der verschiedenen parallelen regulatorischen Maßnahmen führt zu unterschiedlichen Ergebnissen für Windenergie und Photovoltaik. Bei Windenergie an Land liegen die belasteten Stromgestehungskosten in allen vier Konfigurationen noch innerhalb des geplanten Förderrahmens. Insbesondere an den betrachteten Küstenstandorten sind die verbleibenden Spielräume gering. Im betrachteten Hochbelastungsszenario liegen die rechnerisch ermittelten Gestehungskosten der beiden PV-Freiflächenkonfigurationen oberhalb des vorgesehenen Höchstwerts. Für die weiteren Gesetzgebungs- und Regulierungsverfahren folgt daraus, dass die Maßnahmen nicht nur einzeln, sondern insbesondere in ihrer gemeinsamen Wirkung auf typische Projekte geprüft werden sollten, um deren notwendige Realisierung nicht zu gefährden.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Untersuchte Maßnahmen im Überblick	15
Tabelle 2: Annahmen Wind an Land Konfigurationen	23
Tabelle 3: Annahmen Photovoltaik Konfigurationen	26
Tabelle 4: Ergebnisübersicht aller Referenzkonfigurationen, in Euro/MWh	29

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wirkungslogik der Maßnahmen im LCOE-Modell (schematisch)	11
Abbildung 2: Darstellung der Wirkweise des CfD-Mechanismus (schematisch)	18
Abbildung 3: Effekte des CfD	19
Abbildung 4: Wind an Land, LCOE-Belastung der Konfiguration Küste, in Euro/MWh	30
Abbildung 5: Wind an Land, LCOE-Belastung der Konfiguration Mitte-Nord, in Euro/MWh	31
Abbildung 6: Wind an Land, LCOE-Belastung der Konfiguration Sonstige, in Euro/MWh	32
Abbildung 7: Wind an Land, LCOE-Belastung der Konfiguration Süd, in Euro/MWh	33
Abbildung 8: PV, LCOE-Belastung der Konfiguration Freifläche Süd, in Euro/MWh	34
Abbildung 9: PV, LCOE-Belastung der Konfiguration Freifläche Ost-West, in Euro/MWh	35
Abbildung 10: PV, LCOE-Belastung der Konfiguration Dachfläche Süd, in Euro/MWh	37
Abbildung 11: PV, LCOE-Belastung der Konfiguration Dachfläche Ost-West, in Euro/MWh	38
Abbildung 12: Wind an Land, Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Kapitalkostensatz, in Euro/MWh	40

Abbildung 13: Photovoltaik, Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Kapitalkostensatz, in Euro/MWh

40

Abkürzungsverzeichnis

AgNes	Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur)
AW	Anzulegender Wert
BGH	Bundesgerichtshof
BK8	Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur
BKZ	Baukostenzuschuss
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Investitionsausgaben (capital expenditure)
CfD	Zweiseitiger Differenzvertrag (contract for difference)
ct/kWh	Cent je Kilowattstunde
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEG-E	Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2027), Kabinettsentwurf vom 29. Juli 2026
€/kW·a	Euro je Kilowatt und Jahr
Euro/MWh	Euro je Megawattstunde
HS	Hochspannung
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
LCOE	Stromgestehungskosten (levelised cost of electricity)
MaStR	Marktstammdatenregister
MS	Mittelspannung
OPEX	Betriebskosten (operational expenditure)
PV	Photovoltaik

PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System (Datensatz der Europäischen Kommission)
SAL	Kappung der Anschlusskapazität nach § 8 Abs. 1 EEG-E
WACC	Gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz (weighted average cost of capital)
WindBG	Windenergieflächenbedarfsgesetz
W/m ²	Watt je Quadratmeter Rotorfläche

Quellenverzeichnis

Bayernwerk Netz GmbH (2026): Baukostenzuschuss 2026. Preisblatt, gültig ab 01. Januar 2026. Regensburg

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2026): Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor. Kabinettsentwurf vom 29. Juli 2026. Berlin

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2026): Entwurf eines Gesetzes zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau. Kabinettsentwurf vom 29. Juli 2026. Berlin

Bundesnetzagentur (2024): Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen. Beschlusskammer 8, November 2024. Bonn

Bundesnetzagentur (2026): Verfahren zur Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes). Festlegungsentwurf, Az. GBK-25-01-1#3, zur Konsultation gestellt am 6. August 2026. Bonn

Deutsche WindGuard GmbH (2025): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Stand 2025. Varel

E.DIS Netz GmbH (2026): Preisblatt für Baukostenzuschuss. Stromanschluss in Netzebenen oberhalb der Niederspannung (ab Mittelspannung) entsprechend Positionspapier der Bundesnetzagentur im Netz der E.DIS Netz GmbH. Gültig ab 01. Januar 2026. Fürstenwalde

Europäische Kommission, Joint Research Centre (2024): Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), Version 5.3, Strahlungsdatensatz SARA3. Ispra

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2024): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Freiburg

Impressum

Auswirkungen geplanter regulatorischer Maßnahmen auf die Stromgestehungs-kosten von Wind an Land und Photovoltaik

Analyse der kumulativen Wirkung von sieben Maßnahmen aus EEG 2027, Netzanschlusspaket und AgNes-Festlegungsentwurf

Herausgeber

Prognos AG
Goethestraße 85
10623 Berlin
Telefon: +49 30 52 00 59-210
Fax: +49 30 52 00 59-201
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com

Kontakt

Leo Krampe (Projektleitung)
Telefon: +49 30 52 00 59-270
E-Mail: leonard.krampe@prognos.com

Stand: September 2026
Bildnachweis Titelbild: © iStock - pidjoe.jpg
Copyright: 2026, Prognos AG

HINWEIS

KI-Disclaimer

Zur Erstellung dieses Berichts wurden zur Unterstützung von Recherchen, Analysen und redaktionellen Arbeiten KI-gestützte Anwendungen oder Tools eingesetzt. Alle KI-generierten Inhalte wurden vor Veröffentlichung durch Mitarbeitende der Prognos AG sorgfältig geprüft und falls nötig angepasst. Die Nutzung erfolgte auf Grundlage unternehmensinterner Standards und Richtlinien, wie sie unter anderem in der Prognos-KI-Charta festgelegt sind. Unabhängig vom Einsatz von KI-Tools liegt die Verantwortung für

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG/. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung der Prognos AG.

Zitate im Sinne von § 51 UrhG sollen mit folgender Quellenangabe versehen sein: Prognos AG
(2026): Auswirkungen geplanter regulatorischer Maßnahmen auf die Stromgestehungskosten von
Wind an Land und Photovoltaik