

## **BEE-Analyse**

# **EEG-Prognose 2026 und EEG- Mittelfristprognose 2026-2030**

Berlin, November 2025



## Inhaltsverzeichnis

1	Das Wichtigste in Kürze.....	3
2	Entwicklung der Marktwerte Erneuerbarer Energien an der Strombörse.....	6
3	Bewertung des durchschnittlichen Börsen-strompreises in der EEG-Prognose .....	10
4	Bewertung der PV-Festvergütung.....	11
5	Entwicklung der Vergütung von Windenergie an Land.....	12
5.1	Berechnungsmethodik .....	12
5.2	Ergebnisse.....	16
5.3	Fazit und Berechnung des Prognosefehlers.....	19
6	Vergleich mit der Mittelfristprognose 2024 .....	20
6.1	Vergleich zu anzulegenden Wert Wind an Land.....	20
6.2	Vergleich zum Marktwertfaktor PV .....	21
	Ansprechpartner*innen.....	23

# 1 Das Wichtigste in Kürze

Die vorliegende Analyse des BEE untersucht die wesentlichen Annahmen und Ergebnisse der EEG-Prognose 2026<sup>1</sup> und der EEG-Mittelfristprognose 2026-2030<sup>2</sup> der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Im Folgenden werden die beiden ÜNB-Studien vereinfacht als „ÜNB-Prognose“ (ohne Jahresangabe) bezeichnet. Der Schwerpunkt der BEE-Untersuchung liegt auf dem Jahr 2026. Die BEE-Ergebnisse betreffen aber auch die Folgejahre, weil es um grundlegende Annahmen in der Prognose geht.

Der BEE stellt erhebliche Prognosefehler fest. Diese sind insbesondere auf die in der Prognose zugrunde gelegten, deutlich zu hohen Marktwertfaktoren für Photovoltaik und Windenergie sowie den durchschnittlich anzulegenden Wert für Windenergie an Land zurückzuführen. Zusätzlich muss mit einem niedrigeren durchschnittlichen Börsenstrompreis als in der ÜNB-Prognose gerechnet werden. Die Prognosefehler belaufen sich für das Jahr 2026 auf insgesamt 4 bis 6,3 Milliarden Euro. Das bedeutet, dass aufgrund dieser Prognoseabweichung im Bundeshaushalt für das Jahr 2026 eine Brutto-Lücke entstehen könnte.

Der größte Anteil der notwendigen Korrekturen entfällt auf die Marktwertfaktoren für Photovoltaik und Windenergie:

- **Photovoltaik:** Die ÜNB nehmen für das Jahr 2026 einen deutlich zu hohen Marktwertfaktor von 0,62 an. Dieser muss auf 0,4 korrigiert werden. Dies führt gegenüber der aktuellen Kostenschätzung der Mittelfristprognose der ÜNB zu einer **Abweichung von 1,89 Mrd. €**.
- **Windenergie an Land:** Der Marktwertfaktor muss von 0,91 in der ÜNB-Prognose auf 0,8 gesenkt werden. Dies führt gegenüber der aktuellen Kostenschätzung der Mittelfristprognose der ÜNB zu einer **Abweichung von 1,22 Mrd. €**.
- **Windenergie auf See:** Hier wurde der Marktwertfaktor in der BEE-Analyse von 0,91 auf 0,85 korrigiert. Dies führt gegenüber der aktuellen Kostenschätzung der Mittelfristprognose der ÜNB zu einer **Abweichung von 0,13 Mrd. €**.

Korrektur des durchschnittlichen Börsenstrompreises in der EEG-Prognose:

- In der Analyse des BEE wurde zusätzlich zu den sinkenden energieträgerspezifischen Marktwertfaktoren ein Rückgang des angenommenen gesamten Börsenstrompreises der ÜNB-Prognose um 10 % berücksichtigt. Grund dafür ist, dass die Terminmärkte die tatsächlichen Spotmarktpreise regelmäßig überschätzen. Dies führt gegenüber der aktuellen Kostenschätzung der Mittelfristprognose der ÜNB zu einer **Abweichung von 2,3 Mrd. €**.

---

<sup>1</sup>Netztransparenz.de (online): [EEG-Finanzierungsbedarf 2026](#)

<sup>2</sup>Netztransparenz.de (online): [Mittelfristprognose 2026-2030](#)

Weitere signifikante Abweichungen betreffen die Annahmen zu den durchschnittlichen Vergütungen für Photovoltaik- und Windenergieanlagen:

- **Photovoltaik:** In der BEE-Analyse sinkt der durchschnittliche Vergütungssatz für die Photovoltaik-Festvergütung bis 2026 nur auf 190,7 Euro/MWh, während die ÜNB 179,5 Euro/MWh angenommen hatten. Dies ergibt sich daraus, dass der BEE von einem größeren Anteil älterer Bestandsanlagen mit höherer Vergütung sowie von einer geringeren installierten Leistung und einer geringeren Stromerzeugung bei Neuanlagen ausgeht. Trotz der vom BEE berechneten höheren Durchschnittsvergütung für die PV-Festvergütung bedeutet diese Abweichung gegenüber der aktuellen Kostenschätzung der Mittelfristprognose der ÜNB eine **Entlastung von ca. 0,35 Mrd. €**, da die PV-Festvergütung insgesamt eine um 5 TWh geringere Stromversorgung aufweist, als von den ÜNB angenommen.
- **Windenergie an Land (alle Anlagen):** Laut der BEE-Analyse steigt der durchschnittliche anzulegende Wert für alle Windenergieanlagen an Land bis 2026 auf 87,1 Euro/MWh. Der BEE stützt sich dabei auf die offiziellen Quellen der ÜNB, der BNetzA und der Fachagentur Wind und Solar. Die ÜNB-Prognose geht hingegen nur von 78 Euro/MWh bis 2026 aus. Für Neuanlagen ist die Differenz sogar noch größer: Der durchschnittliche anzulegende Wert erhöht sich in der BEE-Untersuchung bis 2026 auf 94,8 Euro/MWh, während die ÜNB-Prognose hier mit 72 Euro/MWh deutlich darunter liegt. Dies führt gegenüber der aktuellen Kostenschätzung der Mittelfristprognose der ÜNB zu einer **Abweichung von 1,1 Mrd. €**.

Wie in Kapitel 6 gezeigt, existieren zwischen der jetzigen ÜNB-Mittelfristprognose (2025, IE Leipzig) auch zur letztjährigen ÜNB-Mittelfristprognose (2024, EWI) ähnliche Dissense bezüglich der zugrunde liegenden Werte (z. B. EEG-Vergütungssätze für Wind an Land) und der Marktwertentwicklungen der Erneuerbaren Technologien.

Dieser Widerspruch zwischen der aktuellen Fassung der ÜNB-Mittelfristprognose (2025, IE Leipzig) und der letztjährigen ÜNB-Mittelfristprognose (2024, EWI) wird in der aktuellen Fassung weder thematisiert noch werden Gründe für den Unterschied genannt.

Tabelle 1 zeigt eine Zusammenfassung der aus fachlicher Sicht des BEE zugrunde liegenden Prognosefehler in der aktuellen ÜNB-Mittelfristprognose.

Tabelle 1: Tabellarische Übersicht über die zu erwartenden Prognosefehler in der aktuellen ÜNB-Mittelfristprognose

Prognosefehler	Beschreibung des Wertes	Prognose-Wert ÜNB	Korrigierter Wert	Betroffene EEG-Strommenge mit EEG-Auszahlung	Zusätzlicher EEG-Förderbedarf
				TWh	Mrd. Euro
Zu hoher Marktwertfaktor Photovoltaik	Marktwertfaktor	0,62	0,4	87,7	1,89
Zu hoher Marktwertfaktor Windenergie an Land	Marktwertfaktor	0,91	0,8	117	1,22
Zu hoher Marktwertfaktor Windenergie auf See	Marktwertfaktor	0,91	0,85	21	0,13
Zu niedrige Durchschnittsvergütung für die Photovoltaik-Festvergütung/zu hohe Stromerzeugung Photovoltaik-Festvergütung	Durchschnittsvergütung alle Anlagen in der Festvergütung Euro/MWh	179,5	190,7	47	-0,35
Zu niedrige Durchschnittsvergütung Windenergie an Land (alle Anlagen)	Durchschnittsvergütung alle Anlagen Euro/MWh	77,7	87,1	117	1,1
Zu niedrige Durchschnittsvergütung Windenergie an Land (Neuanlagen 2026)	Durchschnittsvergütung Neuanlagen Euro/MWh	72,2	95	Betroffene Anlagen sind im vorherigen Prognosefehler für alle Anlagen enthalten.	Der zusätzliche Förderbedarf ist im vorh. Prognosefehler für alle Anlagen enthalten.
Zu hoher durchschnittlicher Börsenspotpreis	Durchschnittlicher Spotmarktpreis Day-Ahead Euro/MWh	86,78	78	263	2,3
<b>Prognosefehler gesamt</b>					<b>3,99-6,27</b>

Zusammenfassend bedeutet dies, dass im Bundeshaushalt für das Jahr 2026 aufgrund dieser Prognoseabweichung eine Brutto-Lücke von mehreren Milliarden Euro auf dem EEG-Konto entstehen könnte. Dies müsste letztendlich über das Steueraufkommen finanziert werden. Der BEE appelliert dringend an die Verantwortlichen, eine derart große Lücke gar nicht erst entstehen zu lassen und den Haushalt entsprechend gegen diesen Dissens abzusichern.

## 2 Entwicklung der Marktwerte Erneuerbarer Energien an der Strombörse

Seit mehreren Jahren sinken die Marktwerte von Wind- und Photovoltaikanlagen im Vergleich zum durchschnittlichen Marktniveau. Grund hierfür ist der marktpreissenkende Effekt (Merit-Order-Effekt) der Erneuerbaren Energien. Besonders deutlich ist dieser Rückgang beim Marktwertfaktor der Photovoltaik (PV) ausgeprägt, der wesentlich stärker ausfällt als bei der Windenergie (siehe Abbildung 1). Diese Entwicklung hat zur Folge, dass bei einem insgesamt niedrigen Marktniveau weder der Weiterbetrieb von Altanlagen noch der Bau neuer Anlagen außerhalb der EEG-Förderung wirtschaftlich sicher darstellbar ist.

Setzen sich die aktuellen Rahmenbedingungen fort und bleiben größere regulatorische Änderungen aus – wie beispielsweise die Einführung eines Mengenmodells oder eine ÜNB-Vermarktung von Strom ausschließlich oberhalb von 0 €/MWh – erwartet der BEE fachlich gesehen, dass die PV-Marktwertfaktoren im Jahr 2026 in den Sommermonaten noch tiefer als 30 % absinken können.

Die Marktwertfaktoren für Photovoltaik werden in den kommenden Jahren ohne ausreichende Flexibilitäten voraussichtlich deutlich niedriger liegen als in der Vergangenheit. Grund dafür ist eine polynomische Entwicklung der Monatsmarktwertfaktoren, welche nicht auf ein Abflachen, sondern auf eine weitere Verstärkung des Absenkungseffekts (Merit-Order-Effekt) hindeutet (siehe Abbildung 11). Daher ist der für das Jahr 2026 in der aktuellen ÜNB-Mittelfristprognose angenommene Marktwertfaktor von 0,62 für PV deutlich zu hoch angesetzt. Bereits im Jahr 2025 sind die PV-Marktwertfaktoren auf unter 0,3 im Sommer gesunken (siehe Abbildung 11). Der Jahresdurchschnitt 2025 liegt bis einschließlich Oktober bei 0,485. Somit ist der Jahresmarktwertfaktor der Photovoltaik in diesem gegenüber dem letzten Jahr (2024) um fast 0,1 gesunken (siehe Abbildung 1). Aufgrund der zusätzlichen Leistung von voraussichtlich weiteren 15 GW Zubau und der damit verbundenen höheren PV-Strommenge ist von einem weiteren Sinken des Jahresmarktwertfaktors auszugehen. Der vom BEE genannte Jahresmarktwertfaktor von 0,40 für das Jahr 2026 basiert auf der Annahme, dass ein Teil des weiteren Marktwertverfalls aufgrund der höheren PV-Installation durch den Zubau von Flexibilitäten, speziell Großbatteriespeichern, abgemildert wird. Sollte sich deren Inbetriebnahme verzögern, z. B. durch Anschlussproblematiken mit den Netzbetreibern, könnte der Jahresmarktwert der PV im Jahr 2026 auch deutlich unter 0,4 liegen.

**Mit einem Jahresmarktwertfaktor von 0,4 für das Jahr 2026 würde sich gegenüber der aktuellen Kostenschätzung der Mittelfristprognose der ÜNB eine Abweichung von 1,89 Mrd. € ergeben.**

Auch bei der Windenergie ist der Trend der Jahresmarktwerte seit über zwölf Jahren tendenziell leicht negativ (siehe Abbildung 1). Windreiche Monate weisen bereits Marktwertfaktoren von unter 0,6 für Windenergie an Land auf (siehe Abbildung 3). Der Jahresmarktwertfaktor für Windenergie wird für das laufende Jahr voraussichtlich auf etwa 80 % oder leicht darunter sinken, sofern keine extremen Annahmen getroffen werden (z. B. Wetterjahr). Zwar hätte der Zubau von Flexibilitäten, vor allem Großbatteriespeichern, ähnlich wie bei der Photovoltaik einen marktwertstabilisierenden Effekt, allerdings ist dieser beim Jahresmarktwert der Windenergie abgeschwächt. Hintergrund ist, dass Großbatteriespeicher häufig mit einer Kapazität zwischen 1 bis 2 Volllaststunden gebaut werden, während sich starke Windfronten über einen Zeitraum von mehr als einem Tag ausprägen. Somit können diese

Großbatteriespeicher nur einen Teil des überschüssigen Stroms aufnehmen, bevor sie vollständig geladen sind. Sie haben daher einen deutlich geringeren marktwertstabilisierenden Effekt als bei der PV, bei der die Einspeisungsspitzen nur wenige Stunden betragen.

**Nimmt man für 2026 einen Jahresmarktwertfaktor Wind an Land von 0,8 an, so würde sich gegenüber der aktuellen Kostenschätzung der Mittelfristprognose der ÜNB eine Abweichung von weiteren 1,22 Mrd. € ergeben.**

Auch im Bereich Wind auf See ist in Abbildung 1 der sinkende Jahresmarktwertfaktor über die letzten 14 Jahre gut sichtbar. Der letzte Wert für das Jahr 2025, welcher leicht höher liegt als die Vorjahre, liegt an den noch fehlenden zwei Kalendermonaten in diesem Jahr in der Auswertung als auch wie bei Wind Onshore aufgrund des sehr schlechten Wetterjahres (Windertrag) dieses Jahr und den damit begrenzten Merit-Order-Effekt.

**Bei einem angenommenen Jahresmarktwertfaktor Wind auf See von 0,85 für das Jahr 2026 würde sich gegenüber der aktuellen Kostenschätzung der Mittelfristprognose der ÜNB eine Abweichung von weiteren 0,13 Mrd. € ergeben.**

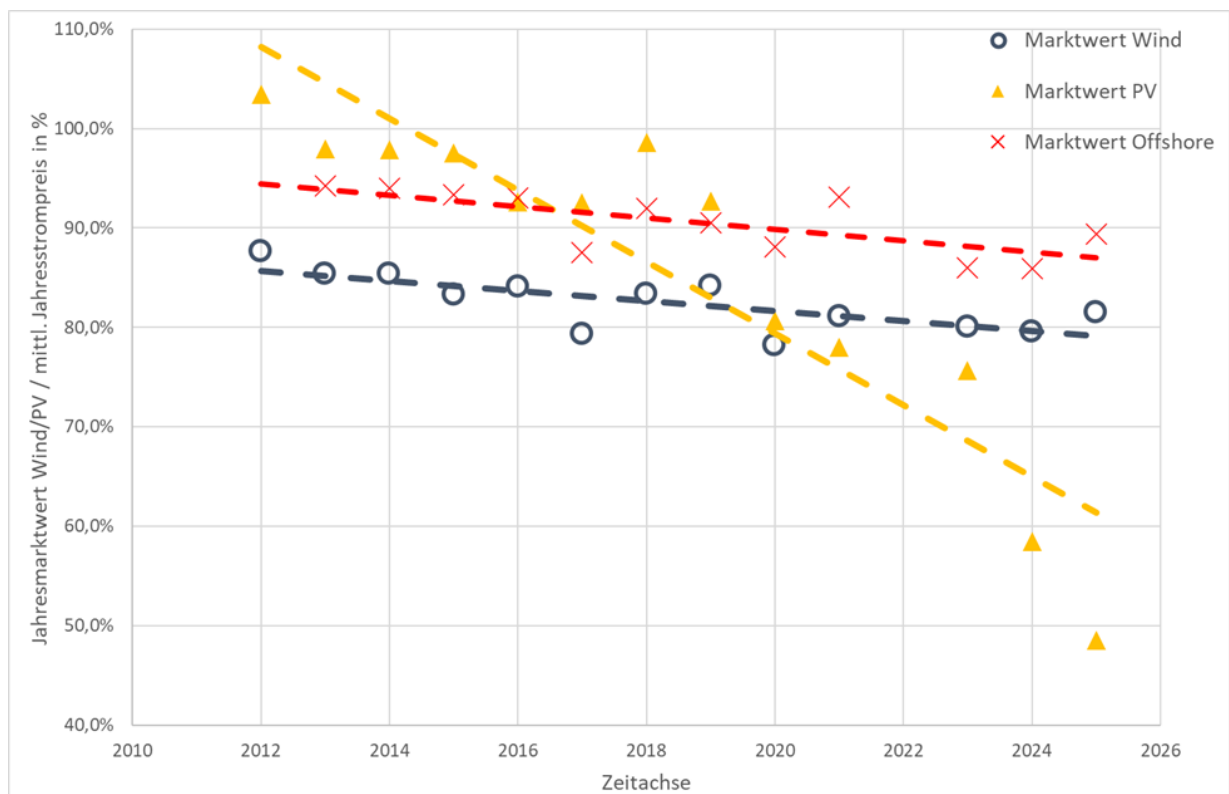


Abbildung 1: Jahresmarktwerte Wind/PV (für 2026 von Januar bis Oktober)

Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, ist es notwendig, ausreichende Flexibilitäten im Energiesystem zu schaffen. Diese Flexibilitäten – etwa durch Speicher, steuerbare Lasten oder eine bessere Integration von Strom, Wärme und Mobilität – können dazu beitragen, die Marktwerte Erneuerbarer Energien zu stabilisieren.



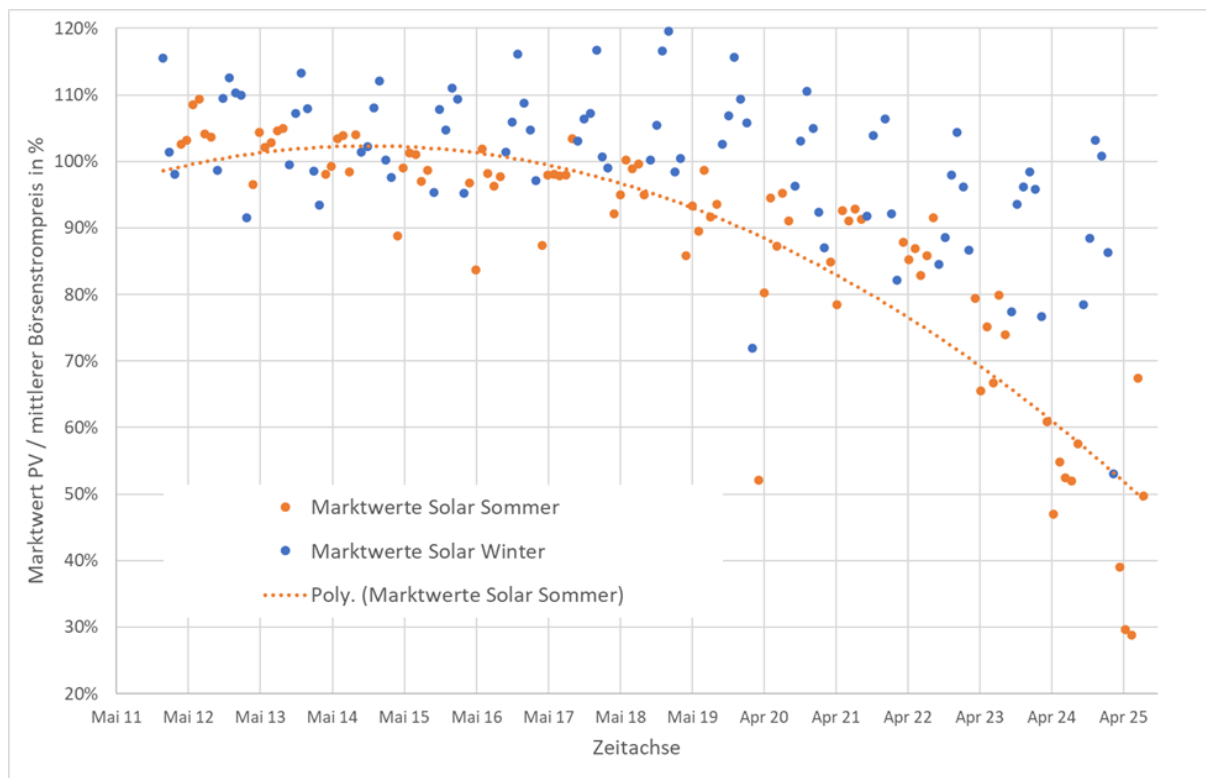


Abbildung 2: Entwicklung Marktwerte Photovoltaik

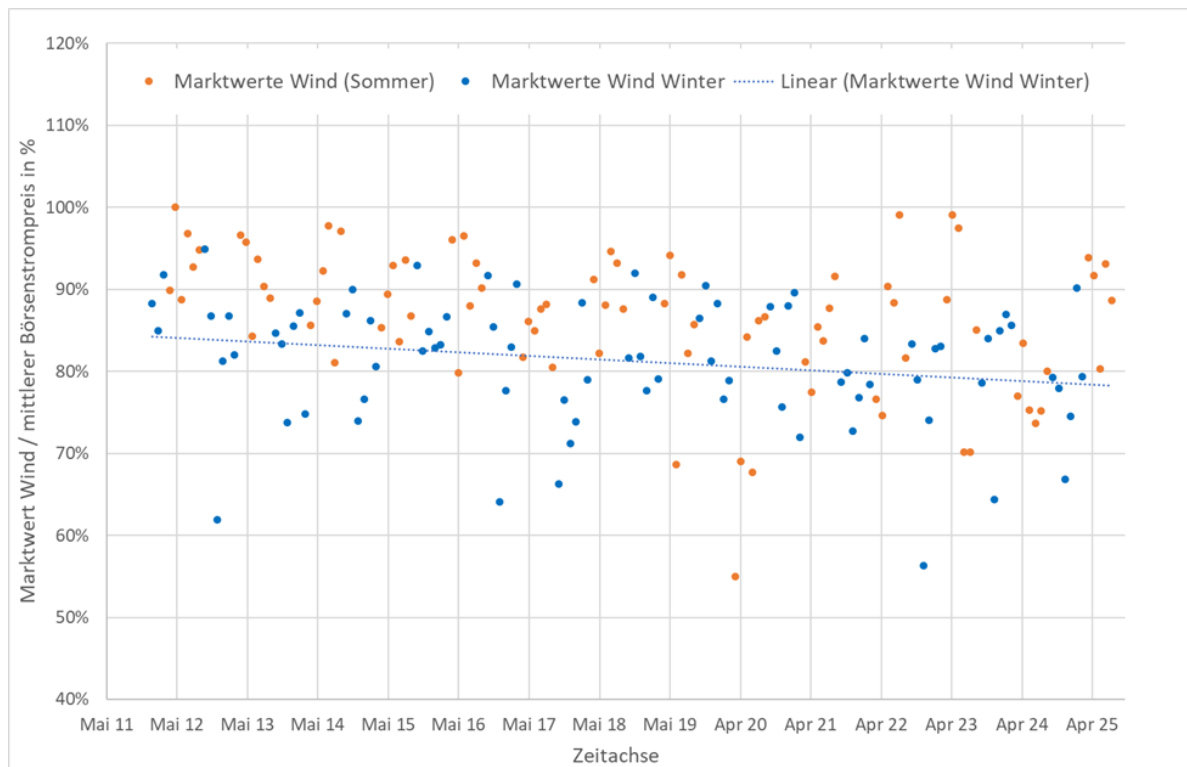


Abbildung 3: Entwicklung Marktwerte Wind Onshore



Auch die Terminmärkte zeigen eine deutliche Abwertung der PV-Marktwerte (siehe Abbildung 4). Sichtbar wird dies durch den Vergleich zwischen dem Base-Produkt (konstante Lieferung im Zeitraum) und dem Peak-Produkt (konstante Lieferung im Zeitraum, aber nur an Werktagen zwischen 8 und 20 Uhr) für das Monatsprodukt. Wie in Abbildung 4 gut zu erkennen, ist das Peak-Produkt im Winter deutlich teurer als das Base-Produkt. Das liegt vor allem an der höheren Stromnachfrage in diesen Zeitfenstern (werktags zwischen 8 bis 20 Uhr).

Auch in den Sommermonaten ist in diesen Zeitfenstern eine deutlich höhere Stromnachfrage zu verzeichnen, doch entsteht hierbei gleichzeitig durch die Photovoltaik-Einspeisung ein höheres Energieangebot. Schon seit geraumer Zeit ist daher am Terminmarkt bei den Monatsprodukten häufig eine Umkehr in den Strompreisen zu erkennen, so dass das Peak-Produkt (trotz höherer Stromnachfrage) günstiger ist als das Base-Produkt. Dieser Effekt hat sich für das Jahr 2026 im Vergleich zu den Vorjahren nochmals deutlich verstärkt. Wie in Abbildung 4 zu sehen, ist das Peak-Produkt im Mai 2026 um über 20 €/MWh günstiger als das Base-Produkt, wobei hier die Wochenenden und Feiertage noch nicht berücksichtigt sind, wodurch sich diese Differenz noch erhöhen würde.

Da der Terminmarkt die Erwartungshaltung aller handelnden Marktteure abbildet, lässt sich daraus ableiten, dass auch die Stromhändler von einem deutlich stärkeren Marktwertverfall der PV-Einspeisung ausgehen. Diese günstigen Strompreise sind zwar positiv für die Volkswirtschaft, müssen aber zum Teil durch die EEG-Kosten mit eingepreist werden.

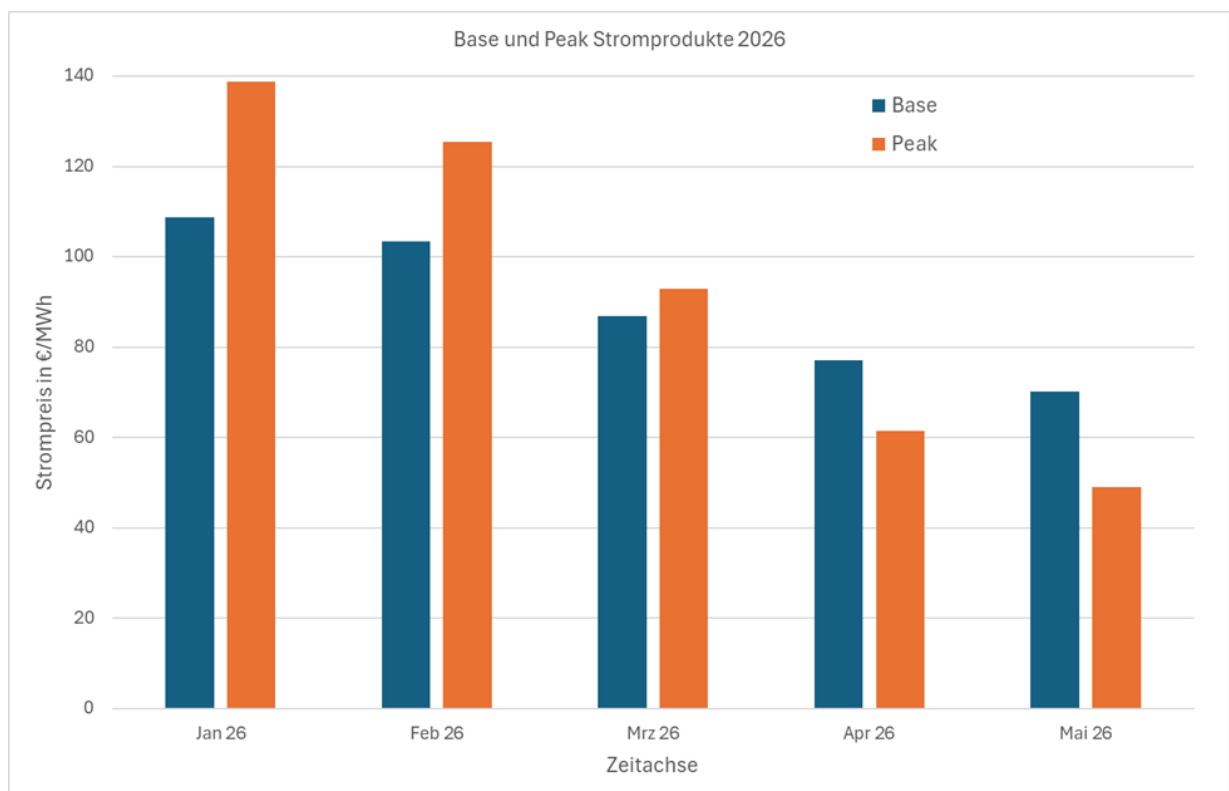


Abbildung 4: Übersicht über Base- und Peak-Produkte in 2026 (Stand 18.11.2025)

### 3 Bewertung des durchschnittlichen Börsenstrompreises in der EEG-Prognose

Ein weiterer Aspekt, der kritisch hinterfragt werden muss, ist die Bezugsgröße des angenommenen Stromniveaus für die EEG-Prognose. Die ÜNB müssen sich dafür an die gesetzlichen Regelungen halten. Diese schreiben als Bezugsgröße den Phelix-DE Baseload Year Futures für das Folgejahr nach Anlage 1 Nr. 11 EnFG (vom 16.06. bis 15.09. im Jahr der Prognoseerstellung) vor.<sup>3</sup> Die Terminmärkte überschätzen jedoch regelmäßig die tatsächlichen Spotmarktpreise.

Ein Vergleich mit den Vorjahren macht diese Diskrepanz deutlich. So lag der Terminmarktpreis Anfang November 2023 (Jahres-Base) für das Jahr 2024 bei ca. 117 €/MWh. Der tatsächlich realisierte mittlere Spotpreis im Jahr 2024 betrug jedoch nur 78,51 €/MWh. Dies entspricht einer Überschätzung des Marktniveaus um 32,9 % durch den Terminmarkt.

Die höheren Preise am Terminmarkt im Vergleich zur realen Entwicklung können dadurch erklärt werden, dass ein Offset für Risikounsicherheiten eingepreist wird und gleichzeitig auf Jahresebene nur bedingt der Merit-Order-Effekt der Erneuerbaren Energien eingepreist werden kann. Angesichts dieser häufigen Abweichung hat der BEE in seiner Analyse zusätzlich zu den sinkenden energieträgerspezifischen Marktwertfaktoren einen Rückgang des gesamten angenommenen Börsenstrompreises um 10 % in der EEG-Prognose der ÜNB berücksichtigt.

**Nimmt man für 2026 ein um 10 % geringeres mittleres Strompreisniveau an, so würde sich gegenüber der aktuellen Kostenschätzung der Mittelfristprognose der ÜNB eine Abweichung von weiteren 2,3 Mrd. € ergeben. Dieser Kostenpunkt wird als Range in den Prognosefehler ausgegeben.**

---

<sup>3</sup>[Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs 2025 nach § 4 EnFG](#)

## 4 Bewertung der PV-Festvergütung

Im Vergleich zu den tatsächlichen Marktentwicklungen erscheint der zuletzt beobachtete Anstieg der Festvergütung zu hoch. Eine Analyse der aktuell von den ÜNB vermarkteten PV-Strommengen<sup>4</sup> zeigt, dass bis zum 6. November 2025 bereits 40,7 TWh Solarstrom über die ÜNB-Vermarktung abgewickelt wurden. Das entspricht nahezu der Hälfte der gesamten bisherigen PV-Einspeisung des Jahres. Damit könnte die EEG-Prognose der ÜNB aus dem Vorjahr (2024)<sup>5</sup> von 44,36 TWh bis zum Jahresende noch erreicht werden.

Allerdings handelt es sich bei den von den ÜNB veröffentlichten Vermarktungsmengen um Prognosewerte, die regelmäßig von den tatsächlichen Abrechnungswerten abweichen. So hatten die ÜNB für das Jahr 2024 eine PV-Vermarktungsmenge von 35,9 TWh prognostiziert<sup>6</sup>, während die tatsächlich fest vergütete Strommenge<sup>7</sup> um etwa 2,5 TWh niedriger lag – ein Prognosefehler von rund 7,5 %. Übertragen auf das laufende Jahr 2025 würde dieser Fehler bedeuten, dass die tatsächliche PV-Festvergütung etwa 41 TWh beträgt. Dies entspräche einem Zuwachs von lediglich 7,6 TWh gegenüber dem Vorjahr 2024.

Wenn man für 2026 davon ausgeht, dass aufgrund eines geringeren Zubaus rund 20 % weniger Neuanlagen die Festvergütung erhalten als im Vorjahr, läge die PV-Festvergütung bei etwa 47 TWh – und damit 5 TWh unter der ÜNB-Prognose. Der erwartete Anstieg der Strommenge aus Neuanlagen von 13,7 TWh für die Inbetriebnahmen der Jahre 2025 und 2026 würde somit deutlich geringer ausfallen. Durch die geringere Stromerzeugung aus Neuanlagen im Vergleich zur ÜNB-Prognose sinkt der durchschnittliche Vergütungssatz bis 2026 auf nur 190,7 Euro/MWh, während die ÜNB 179,5 Euro/MWh<sup>8</sup> angenommen hatten. Dieser Effekt entsteht durch die älteren Bestandsanlagen mit höherer Vergütung.

**Trotz der vom BEE berechneten höheren Durchschnittsvergütung für die PV-Festvergütung bedeutet dieser Prognosefehler eine Entlastung von etwa 0,35 Mrd. Euro für die EEG-Prognose. Das liegt an der um 5 TWh geringeren Stromerzeugung der PV-Festvergütung im Vergleich zu den ÜNB-Annahmen.**

---

<sup>4</sup>Netztransparenz.de (online): [Vermarktung 15-Minuten-Auktion Solarenergie](#)

<sup>5</sup>[Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs 2025 nach § 4 EnFG](#)

<sup>6</sup> Ebd.

<sup>7</sup>[EEG-Jahresabrechnung 2024](#)

<sup>8</sup>Leipziger Institut für Energie (2025): [Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen und der zu leistenden Zahlungen für die Kalenderjahre 2026 bis 2030](#)

## 5 Entwicklung der Vergütung von Windenergie an Land

### 5.1 Berechnungsmethodik

Für die Bewertung der Vergütung von Windenergie an Land wird in der BEE-Analyse der durchschnittliche anzulegende Wert sowohl für Bestands- als auch für Neuanlagen ermittelt.

Die Berechnungen stützen sich dabei auf die offizielle EEG-Statistik sowie auf weitere Studien. Dazu gehören die EEG-Jahresabrechnungen der ÜNB<sup>9</sup>, die Ausschreibungsergebnisse der Bundesnetzagentur (BNetzA)<sup>10</sup>, die EEG-Umlageprognosen der ÜNB<sup>11</sup>, die ÜNB-Bewegungsdaten<sup>12</sup>, die ÜNB-Jahresmarktwerte<sup>13</sup>, die Marktstammdaten der BNetzA<sup>14</sup>, die EEG-Vergütungskategorien<sup>15</sup>, die Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)<sup>16</sup>, sowie Branchendaten<sup>17</sup> und Analysen der Fachagentur Wind und Solar (FA Wind und Solar)<sup>18</sup>.

Zunächst wird als Basiswert der durchschnittliche anzulegende Wert für die Bestandsanlagen im Jahr 2024 berechnet. Dafür wird die EEG-Jahresabrechnung 2024 der ÜNB verwendet.<sup>19</sup> Die ÜNB-Jahresabrechnungen gelten als die verlässlichste Datenquelle, da sie von unabhängigen Wirtschaftsprüfern bestätigt wurden. Sie enthalten die tatsächlich gezahlten Festvergütungen und Marktprämien sowie die realen Einspeisedaten. In einem ergänzenden Schritt können die Vermarktungseinnahmen der Direktvermarktungsanlagen mit dem Jahresmarktwert der ÜNB kalkuliert werden. Dazu wird der Jahresmarktwert mit der Strommenge der Direktvermarktung multipliziert. Einschränkungen bei der Nutzung der ÜNB-Jahresabrechnungen für die EEG-Prognose ergeben sich, wenn der anzulegende Wert für EEG-Anlagen unter dem Jahresmarktwert liegt und diese Anlagen keine Marktprämienzahlung erhalten. Dies betrifft im Jahr 2024 nur einen sehr geringen Prozentsatz der Windenergieanlagen an Land (Anlagen der 2. Vergütungsstufe, Ausschreibungsrunden im Jahr

---

<sup>9</sup>Netztransparenz.de (online): [EEG-Jahresabrechnungen](#)

<sup>10</sup>Bundesnetzagentur (online): [Beendete Ausschreibungen für Windenergie an Land \(ab 2017\)](#)

<sup>11</sup>Netztransparenz.de (online): [EEG-Finanzierung](#)

<sup>12</sup>Netztransparenz.de (online): [EEG-Bewegungsdaten](#)

<sup>13</sup>Netztransparenz.de (online): [Marktwertübersicht](#)

<sup>14</sup>Bundesnetzagentur (online): [Marktstammdatenregister](#)

<sup>15</sup>Netztransparenz.de (online): [Abwicklungshinweise und Umsetzungshilfen zu EEG](#)

<sup>16</sup>Umweltbundesamt (online): [Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik](#)

<sup>17</sup>Fachagentur Wind und Solar (2025): [Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, 1. Halbjahr 2025](#)

<sup>18</sup>Fachagentur Wind und Solar (online): [Wind und Solar-Monitor](#)

<sup>19</sup>[EEG-Jahresabrechnung 2024](#), Anlage 1.1

2017), die im Rahmen der BEE-Analyse mit den BNetzA-Ausschreibungsergebnissen und den ÜNB-Bewegungsdaten erfasst wurden.

Gemäß den eben aufgeführten Erläuterungen ergibt sich für die Ermittlung des durchschnittlichen anzulegenden Wertes der Onshore-Bestandsanlagen des Jahres 2024 die folgende Berechnungsformel:

$$\frac{FV + \text{Marktprämienzahlung}_{DV} + \text{Vermarktungseinnahmen}_{DV}}{\text{Gesamte Stromerzeugung}_{FV} + \text{Gesamte Stromerzeugung}_{DV}}$$

FV = EEG-Festvergütung

DV = EEG-Direktvermarktung

Wie oben beschrieben, werden in der BEE-Berechnung die Onshore-Anlagen, deren anzulegender Wert unter dem Jahresmarktwert liegt, gesondert berücksichtigt und verrechnet. Dadurch sinkt das Ergebnis der Formel minimal.

Im zweiten Schritt wird der 2024-Basiswert mit den Vergütungen für die Neuanlagen seit 2024 ergänzt, um so die Durchschnittswerte für alle Anlagen (Bestand und Neubau) in den Jahren 2026 und 2027 zu ermitteln. Grundlage dafür sind die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte der Ausschreibungen. Diese müssen nach dem neuen Referenzertragsmodell des EEG 2017 mit dem entsprechenden Korrekturfaktor je nach Gütefaktor des Standorts angepasst werden. Das einstufige Referenzertragsmodell des EEG 2017 (§ 36h) hat dazu das bisherige zweistufige Referenzertragsmodell des EEG 2000 abgelöst.<sup>20</sup> Wie bereits beim EEG 2000 sorgt das neue Referenzertragsmodell dafür, dass Windenergieanlagen auch an windschwächeren Standorten wirtschaftlich sind und so über das gesamte Bundesgebiet verteilt errichtet werden können.

Gemäß dem EEG 2017 beziehen sich die Zuschlagswerte der Ausschreibung auf den Referenzstandort, der gemäß EEG als 100 Prozent-Standort gilt.<sup>21</sup> Abhängig von der Standortqualität wird der Zuschlagswert mit dem entsprechenden Korrekturfaktor multipliziert, um den anzulegenden Wert (d. h. die tatsächliche Vergütung) zu berechnen. Für weniger windhöffige Standorte gelten höhere Korrekturfaktoren (über 1) und für sehr windhöffige Standorte niedrigere Korrekturfaktoren (unter 1). Der so ermittelte anzulegende Wert gilt einstufig über den gesamten Förderzeitraum und wird dreimal während der Förderdauer (nach fünf, zehn und 15 Betriebsjahren) überprüft.

Für die Berechnung des Korrekturfaktors hat der BEE die Ergebnisse der Analyse der FA Wind und Solar (Juni 2025) für die jährliche Entwicklung und die regionale Verteilung der Gütefaktoren herangezogen.<sup>22</sup>

---

<sup>20</sup>[Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien \(Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023\), § 36h Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land](#)

<sup>21</sup>Fachagentur Windenergie an Land (2019): [EEG 2017: Ausschreibungsspezifische Regelungen für Windenergieanlagen an Land](#)

<sup>22</sup>Fachagentur Wind und Solar (2025), [Gütefaktoren von Windenergieanlagen an Land](#)

Die FA Wind und Solar hat für ihre Analyse der Gütefaktoren 2.759 Windenergieanlagen ausgewertet, die bis Ende Juni 2025 mit einem Zuschlag aus der Ausschreibung realisiert wurden oder zumindest genehmigt waren und für die der individuelle Gütefaktor vor Inbetriebnahme ermittelt werden konnte. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung des jährlichen Gütefaktors in der Südregion und dem restlichen Gebiet. Bundesweit liegt das arithmetische Mittel der Gütefaktoren aller ausgewerteten Anlagen (d. h. von 2017 bis 2025) bei 74 %.

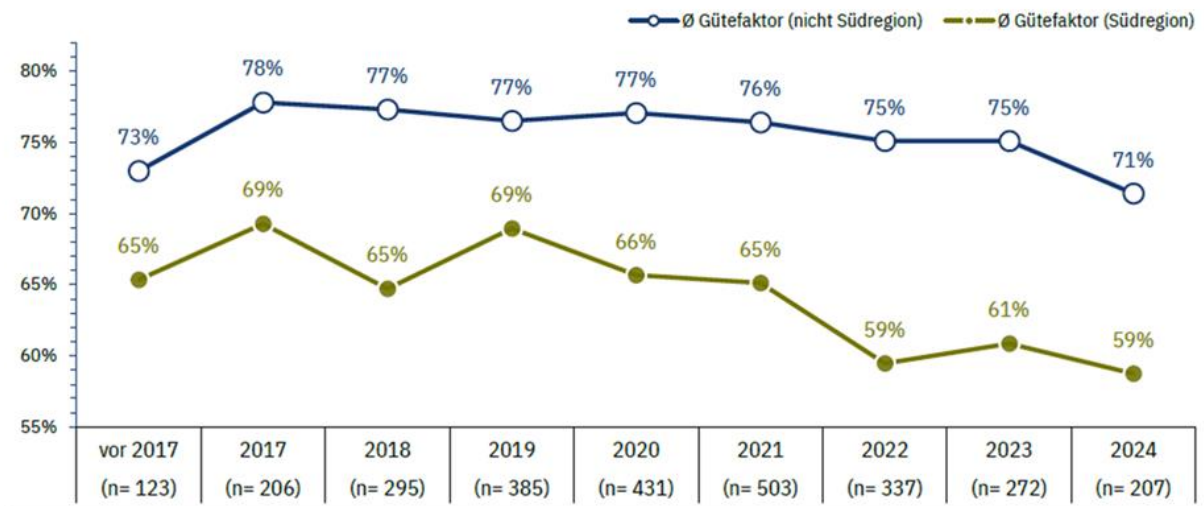


Abbildung 5: Mittlerer Gütefaktor von Windenergieanlagen außer- und innerhalb der Südregion geordnet nach Jahr der Genehmigung (FA Wind und Solar)<sup>23</sup>

Der BEE hat auf Basis der jährlichen Auswertung der Fachagentur Wind und Solar für die beiden Regionen den Bundesdurchschnitt des Gütefaktors pro Jahr ermittelt. Dafür wurden die jährlichen Anteile der beiden Regionen an der gesamten installierten Leistung der Neuanlagen berücksichtigt<sup>24</sup> und vereinfachend eine Realisierungsdauer von zwei Jahren von der (Erst-)Genehmigungserteilung bis zur Inbetriebnahme der Windenergieanlagen angenommen.<sup>25</sup> Für das Inbetriebnahmejahr 2027 wurde angenommen, dass sich der Trend durch die verbesserten Rahmenbedingungen für Schwachwindanlagen fortsetzt. Der so berechnete Gütefaktor wurde dann mithilfe der Stützwerttabelle gemäß § 36h (1) des EEG 2023 in die entsprechenden Korrekturfaktoren umgewandelt.<sup>26</sup> Bei Bedarf wurde zwischen

<sup>23</sup>Fachagentur Wind und Solar (2025), [Gütefaktoren von Windenergieanlagen an Land](#)

<sup>24</sup>Fachagentur Wind und Solar (online): [Inbetriebnahmen \(Wind\)](#)

<sup>25</sup>Nach den Auswertungen der Fachagentur Wind und Solar lag der Zeitraum von der (Erst-)Genehmigungserteilung bis zur Inbetriebnahme der Windenergieanlagen sogar bei 27 Monaten. Fachagentur Wind und Solar (2025): [Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, 1. Halbjahr 2025](#)

<sup>26</sup>[Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien \(Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023\), § 36h Anzulegender Wert für Windenergieanlagen an Land](#)

den Stützwerten linear interpoliert.<sup>27</sup> Das Ergebnis der BEE-Analyse für die Inbetriebnahmejahre 2019 bis 2027 zeigt die folgende Abbildung.

Von 2019 bis 2025 ist der bundesweite Gütefaktor nur leicht von 1,21 auf 1,24 gestiegen, um dann bis 2027 auf 1,34 zu steigen. Der gesamte Durchschnitt aller Jahreskorrekturfaktoren ergibt einen Wert von 1,24. Dies entspricht einem Gütefaktor von 74 % und stimmt somit mit dem arithmetischen Mittel der Gütefaktoren aller ausgewerteten Anlagen der FA Wind und Solar überein.

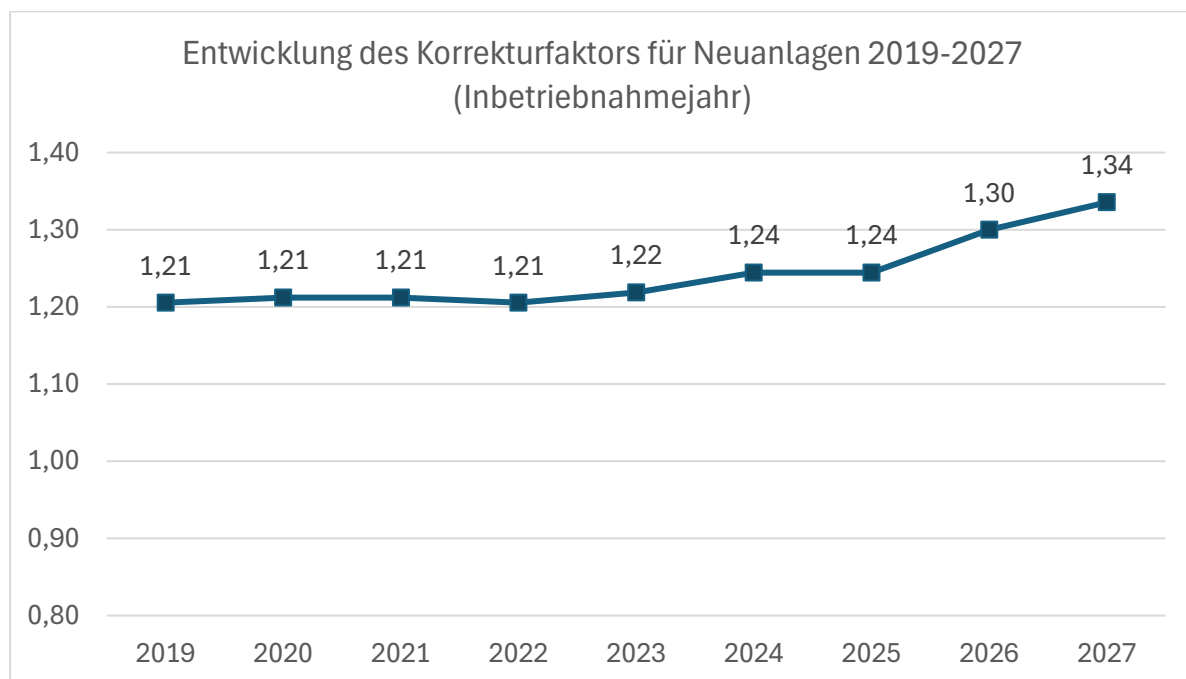


Abbildung 6: Entwicklung des Korrekturfaktors für Neuanlagen 2019-2027 (Jahr der Inbetriebnahme)

Der Basiswert für das Jahr 2024 wird außerdem mit dem Ergebnis eines zweiten Rechenweges verglichen, indem die Durchschnittsvergütung für alle Anlagen modelliert wird. Dafür wird die jährliche Strommenge der Anlagen des jeweiligen Inbetriebnahmejahres mit dem anzulegenden Wert dieser Anlagen multipliziert. Die Volllaststunden des jeweiligen Jahres der Inbetriebnahme werden aus den Bewegungsdaten abgeleitet. Der anzulegende Wert wird aus den EEG-Vergütungskategorien entnommen und um die Managementprämie ergänzt, die weiterhin an Altanlagen in der freiwilligen Direktvermarktung gezahlt wird, die vor dem EEG 2017 in Betrieb gingen.<sup>28</sup> Seit dem EEG 2014 führt der Netzbetreiber die Managementprämie für Neuanlagen nicht mehr als separaten Posten in seiner Abrechnung auf, sondern lässt sie in die Marktprämie

<sup>27</sup>Ebd., Fachagentur Windenergie an Land (2019): [EEG 2017: Ausschreibungsspezifische Regelungen für Windenergieanlagen an Land](#)

<sup>28</sup>Netztransparenz.de (online): [Marktwertübersicht](#)



über eine entsprechend erhöhte Einspeisevergütung einfließen.<sup>29</sup> Für Altanlagen der freiwilligen Direktvermarktung muss sie aber weiterhin entsprechend der jeweils gültigen, gesetzlichen Regelung als separater Vergütungsposten für die EEG-Prognose berücksichtigt werden. Die Anteile der verschiedenen Vergütungskategorien pro Jahrgang werden anhand der Bewegungsdaten überprüft.

Im folgenden Kapitel werden die Resultate der beiden Methoden vorgestellt. Für die BEE-Analyse wurde das Ergebnis für 2024 aus der ÜNB-Jahresabrechnung wegen der oben beschriebenen höheren Verlässlichkeit für die weiteren Rechenschritte genutzt. Die zweite Methodik weist dagegen aufgrund der Modellierung und der getroffenen Annahmen höhere Unsicherheiten auf, insbesondere hinsichtlich der Volllaststunden der verschiedenen Inbetriebnahmejahre.<sup>30</sup>

Zur abschließenden Berechnung des Prognosefehlers wird der berechnete durchschnittliche anzulegende Wert mit der prognostizierten Stromerzeugung aus Windenergie an Land multipliziert. Dafür werden die Annahmen zur erzeugten Strommenge von der aktuellen ÜNB-Prognose 2026 bzw. der ÜNB-Mittelfristprognose 2026-2030 übernommen.

## 5.2 Ergebnisse

Aus den ÜNB-Jahresabrechnungen 2024 ergibt sich mit der oben beschriebenen Methode ein Mittelwert für den anzulegenden Wert für Windenergie an Land von 86,1 Euro/MWh. Damit ist der Durchschnittswert gegenüber dem Ergebnis von 2020 mit 88,1 Euro/MWh leicht gesunken. Hauptursache dafür sind die Ausschreibungsanlagen der Jahre 2019 bis 2024, die mit einem durchschnittlichen Vergütungssatz von 72,92 Euro/MWh rund 25 % der gesamten Stromerzeugung vergüteter Windkraftanlagen an Land im Jahr 2024 ausmachten.

Das Ergebnis des zweiten, modellierten Rechenweges des BEE für den 2024-Mittelwert fällt mit 84,7 Euro/MWh etwas niedriger aus als der BEE-Wert, der auf Basis der ÜNB-Jahresabrechnung ermittelt wurde. Die Unterschiede zwischen den Resultaten beider BEE-Methoden können auf die Unsicherheiten bei der Modellierung des zweiten Weges zurückzuführen sein.

Der Basiswert der BEE-Berechnung für das Jahr 2024 von 86,1 Euro/MWh (Resultat der ersten Methode) entspricht der letzten ÜNB-EEG-Prognose (Publikationsjahr 2024) für den Zeitraum 2025 bis 2029 (siehe Fußnote<sup>31</sup>). Dagegen liegt der für 2024 angesetzte Wert in der aktuellen ÜNB-EEG-Prognose 2026–2030 mit 81,6 Euro deutlich zu niedrig.

---

<sup>29</sup>Deutscher Bundestag (2014), Drucksache 18/1304: [Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts](#)

<sup>30</sup>Auch für den ersten Rechenweg des BEE müssen Annahmen (v. a. zur Stromerzeugung) für die Onshore-Anlagen getroffen werden, deren anzulegender Wert unter dem Jahresmarktwert liegt. Da ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung im Jahr 2024 jedoch sehr gering ist, hat diese Unsicherheit nur einen minimalen Einfluss auf das Gesamtergebnis.

<sup>31</sup>Die Mittelfristprognose 2025 bis 2029 (Publikationsjahr 2024) hat im Trendszenario für das Jahr 2024 einen durchschnittlich anzulegenden Wert für Windenergie an Land von 86 Euro/MWh angenommen.

Im weiteren zeitlichen Verlauf wird die Differenz zwischen den Ergebnissen des BEE und der aktuellen ÜNB-Prognose immer größer (s. Abbildung 7). Der BEE prognostiziert einen Anstieg des durchschnittlich anzulegenden Wertes für alle Anlagen bis 2026 auf 87,1 Euro/MWh und bis 2027 auf 88,4 Euro/MWh. Die ÜNB-Prognose geht hingegen nur von 78 bzw. 76 Euro/MWh aus.

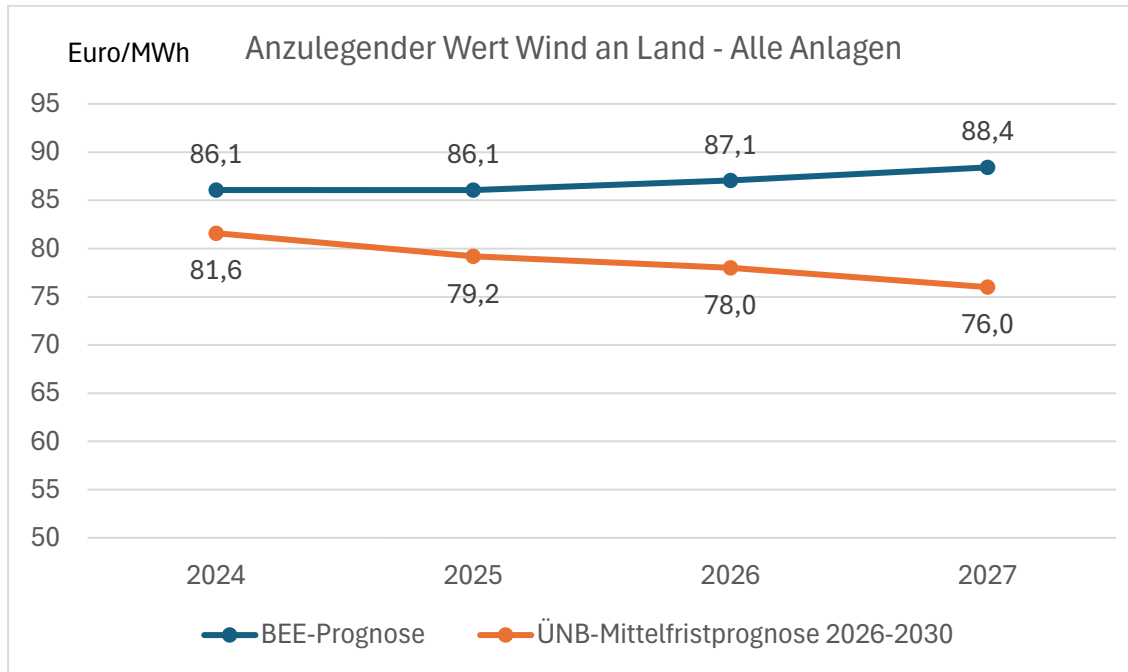


Abbildung 7: Anzulegender Wert Wind an Land: Alle Anlagen 2024-2027

Die Zunahme in der BEE-Analyse ist auf den anzulegenden Wert der Neuanlagen zurückzuführen (siehe Abbildung 6). Durch Verrechnung der Ausschreibungsergebnisse mit dem jeweiligen Korrekturfaktor (s. folgender Abschnitt und Abbildung 9) erhöht sich der durchschnittlich anzulegende Wert bis 2026 auf 94,9 Euro/MWh und bis 2027 auf 89,5 Euro/MWh. Auch hier liegt die ÜNB-Prognose mit 72 bzw. 68 Euro/MWh deutlich darunter.

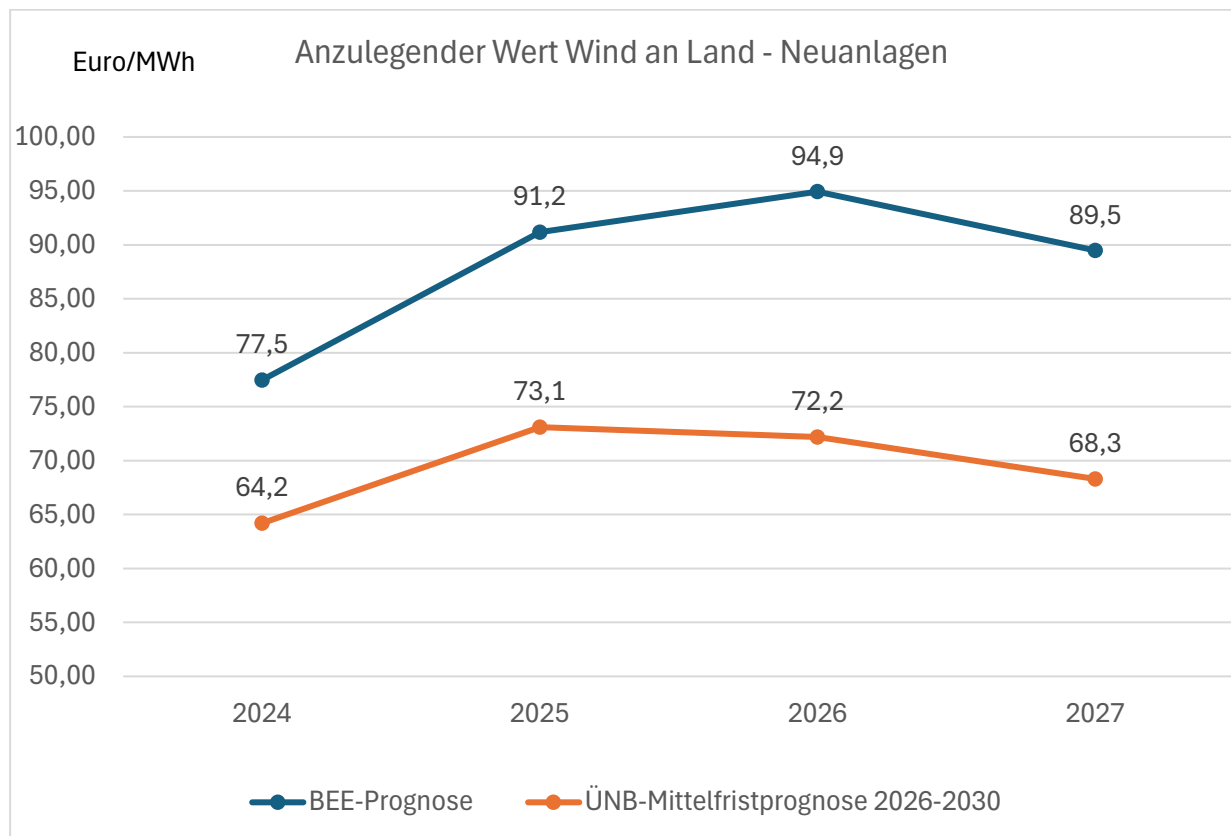


Abbildung 8: Anzulegender Wert Wind an Land: Neuanlagen 2024-2027

Die eben gezeigten Differenzen zwischen der BEE-Analyse und der ÜNB-Prognose scheinen vor allem auf die fehlende Verrechnung des durchschnittlichen Zuschlagswertes mit dem Korrekturfaktor für die Abweichung vom Referenzstandort zurückzuführen zu sein. Für die Neuanlagen wird das mit dem Vergleich von Abbildung 8 und Abbildung 9 belegt, da der anzulegende Wert für Neuanlagen der ÜNB-Prognose der Abbildung 8 ungefähr den jährlichen durchschnittlichen Zuschlagswerten der Ausschreibung ohne Korrekturfaktor in Abbildung 9 entspricht.

Auch für die Abweichung des anzulegenden Wertes für den Bestand scheint die fehlende Berücksichtigung des Korrekturfaktors in der ÜNB-Prognose der maßgebliche Grund zu sein. So sinkt in der BEE-Prognose die spezifische Vergütung im Jahr 2026 von 87,1 Euro/MWh auf nur 80,6 Euro/MWh, wenn nur der reine Zuschlagswert in die Berechnung einfließt. Das könnte den größten Anteil des Prognosefehlers in der ÜNB-Prognose erklären. Ein weiterer Grund für die Differenzen könnten nicht verrechnete Managementprämien für die Altanlagen in der ÜNB-Prognose sein (s. Kapitel 5.1).

Wie in Kapitel 5.1 beschrieben, hat der BEE für die Anpassung der Zuschlagswerte an die bundesweite durchschnittliche Standortgüte die regionale Verteilung der Gütefaktoren der Analyse der FA Wind und Solar (Juni 2025) herangezogen. Durch die Anwendung der vom BEE berechneten Jahresreihe der Korrekturfaktoren (siehe Abbildung 6) ergeben sich die in Abbildung 9 ermittelten anzulegenden Werte für die Neuanlagen der jeweiligen Inbetriebnahmejahre.

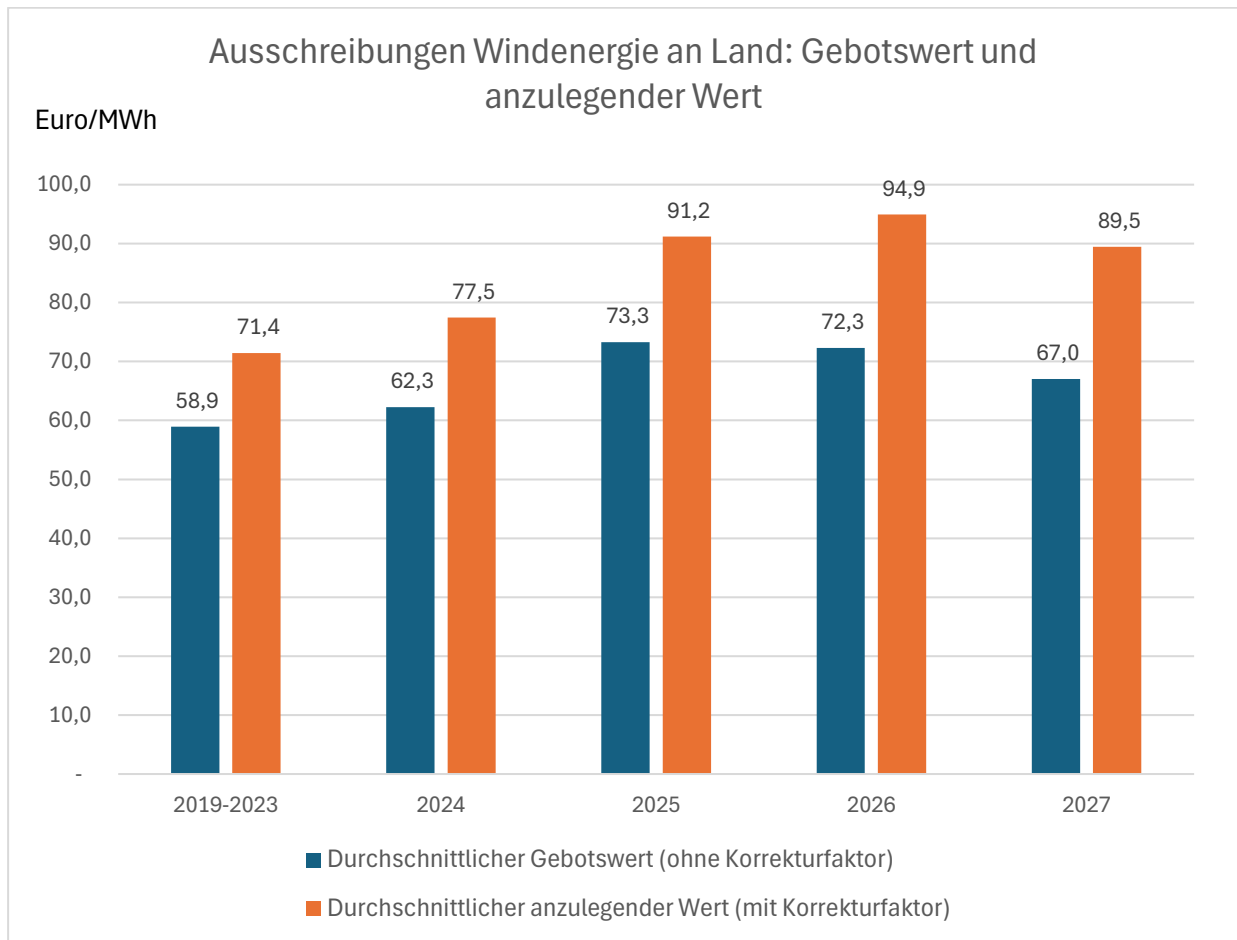


Abbildung 9: Ausschreibungen Windenergie an Land: Gebotswert und anzulegender Wert 2019-2027

### 5.3 Fazit und Berechnung des Prognosefehlers

Die in der aktuellen Mittelfristprognose ausgewiesenen anzulegenden Werte für Wind an Land liegen deutlich zu niedrig. Vergleicht man diese Zahlen jedoch mit den durchschnittlichen Gebotswerten ohne Korrekturfaktor, so stimmen sie überein. Daher vermutet der BEE, dass die Gutachter in der aktuellen Mittelfristprognose den Korrekturfaktor für Wind an Land in ihrer Berechnung nicht berücksichtigt haben.

**Würde man die vom BEE errechneten Vergütungssätze für das Jahr 2026 zugrunde legen, läge die Abweichung zur aktuellen Kostenschätzung der Mittelfristprognose der ÜNB bei ca. 1,1 Mrd. €. Im Jahr 2027 würde diese Abweichung sogar auf 1,5 Mrd. € ansteigen.**

## 6 Vergleich mit der Mittelfristprognose 2024

Auch im Vergleich zur letzten Mittelfristprognose (Jahr 2024) treten in der diesjährigen Mittelfristprognose (2025) deutliche Abweichungen auf, welche genau die Themen adressieren, welche der BEE an der diesjährigen Mittelfristprognose (2025) kritisiert. Nachfolgend soll dies kurz dargestellt werden.

### 6.1 Vergleich zu anzulegenden Werten Wind an Land

Abbildung 10 zeigt die anzulegenden Werte für Windenergie an Land zwischen der letzten Mittelfristprognose (2024, hier in blau) und der neuen Mittelfristprognose (2025, hier in orange).

Bereits im Jahr 2024 ist hier eine deutliche Differenz gut zu erkennen. Die Zahlen der letzten Mittelfristprognose weisen allerdings deutlich geringere Differenzen zur Berechnung der BEE-Prognose auf als die diesjährige Mittelfristprognose. Somit verstärkt sich der Eindruck, dass die diesjährige Mittelfristprognose die anzulegenden Werte für Wind an Land sehr wahrscheinlich nicht korrekt berechnet hat.

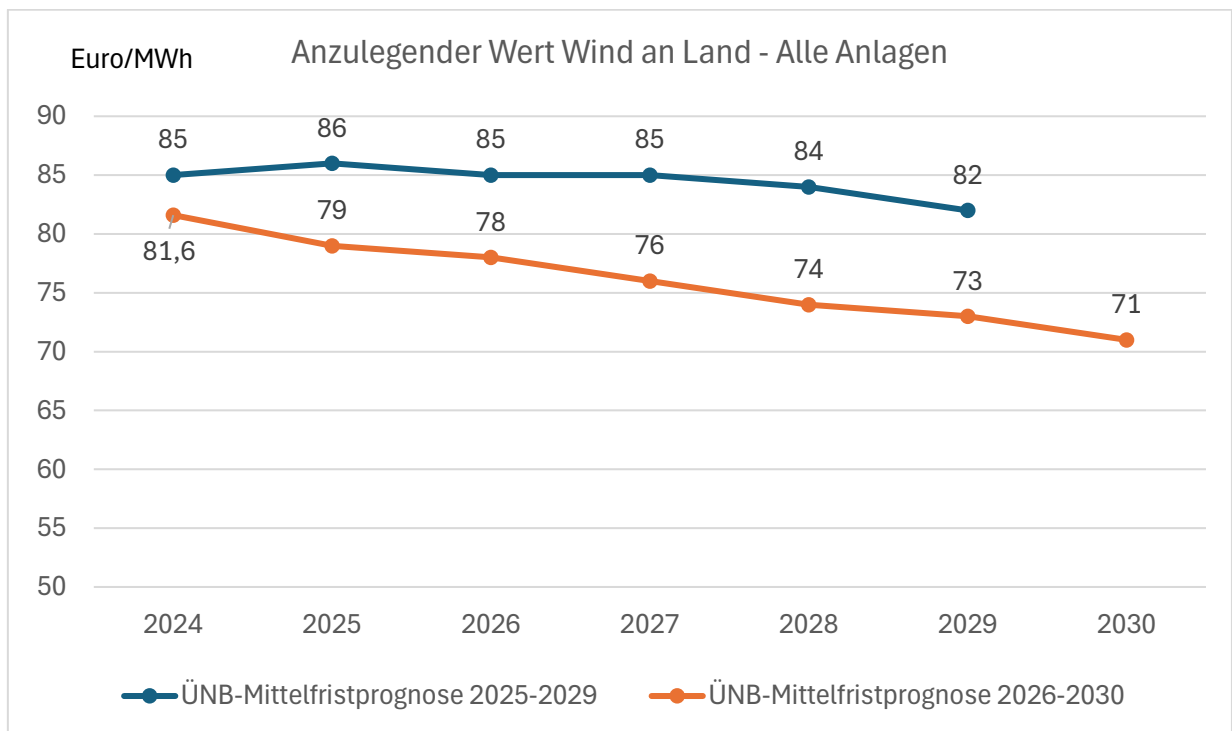


Abbildung 10: Anzulegender Wert Wind an Land: Neuanlagen 2024-2027

## 6.2 Vergleich zum Marktwertfaktor PV

Auch die letzte Mittelfristprognose (2024, EWI) weist, ähnlich wie die aktuelle Mittelfristprognose (2025, IE Leipzig) die Jahresmarktwertfaktoren der einzelnen Technologien aus. Am Beispiel der Jahresmarktwertfaktoren für PV soll dies nachfolgend zwischen beiden Mittelfristprognosen der ÜNB (2024 vs. 2025) verglichen werden.

Hierzu wurde in Abbildung 11 die Grafik 41 aus der letztjährigen ÜNB-Mittelfristprognose des EWI als Grundlage genommen und um die reale Entwicklung (gelbe Rauten für 2024 und 2025) sowie das Trendszenario der neuen Mittelfristprognose (2025, hier rot gestrichelt) erweitert.

Aus diesem Vergleich lassen sich drei wesentliche Punkte herausarbeiten.

1. Bereits die reale Entwicklung der Marktwertfaktoren für PV der Jahre 2024 und 2025 lag gegenüber der EWI-Prognose deutlich niedriger als deren „oberes Szenario“ (siehe orange Rauten gegenüber der blau gestrichelten Linie).
2. Die Marktwertentwicklung für PV beschrieb das EWI mit einem deutlichen Rückgang über den Betrachtungszeitraum (2025 bis 2029).
3. Die neue Mittelfristprognose aus diesem Jahr (von IE-Leipzig) macht für das kommende Jahr (2026) genau das Gegenteil von der letzten Mittelfristprognose der ÜNB. Sie lässt den Marktwertfaktor für PV im Jahr 2026 deutlich ansteigen und bleibt dann selbst mit ihrem Trendszenario (rot gestrichelte Linie) am oberen Ende der letztjährigen ÜNB-Mittelfristprognose.

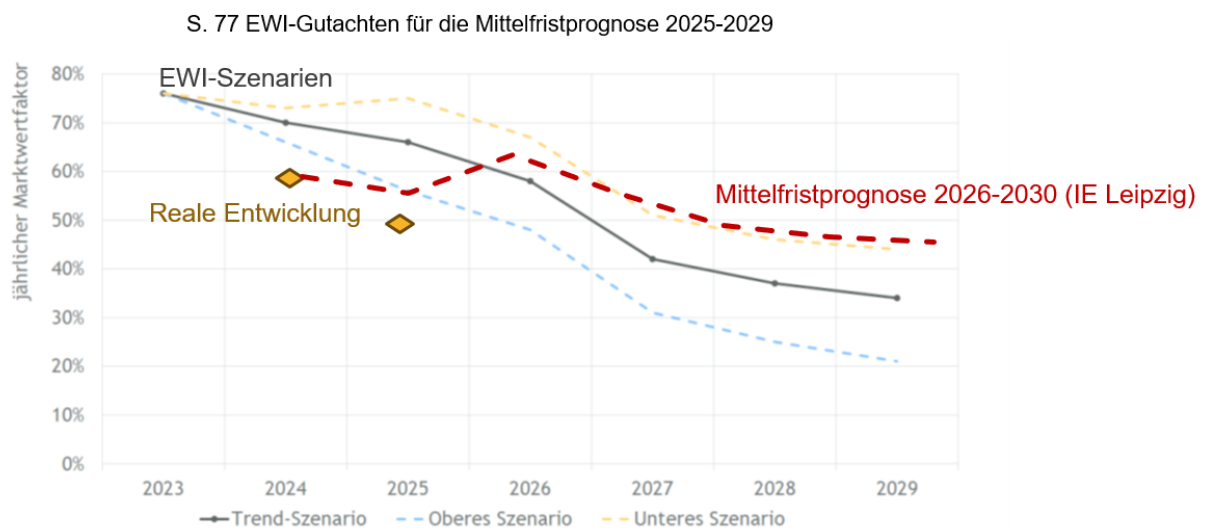


Abbildung 41: Prognostizierte Entwicklung der jährlichen Marktwertfaktoren für Solarenergie in TS, OS und US, 2023-2029

Abbildung 11: Vergleich zwischen den Jahresmarktwertfaktor PV aus den Mittelfristprognosen 2024 und 2025 sowie den realen Werten

Insbesondere hinsichtlich der Entwicklung der Marktwertfaktoren PV widersprechen sich die letzte Mittelfristprognose (2024, EWI) und die aktuelle Mittelfristprognose (2025, IE Leipzig) deutlich. Während in der aktuellen Mittelfristprognose von einer deutlichen Erhöhung der Jahresmarktwerte ausgegangen wird, schrieb das EWI in der letzten Mittelfristprognose 2024:

**„Im Betrachtungszeitraum ist aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten mit einem deutlichen Rückgang der Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie zu rechnen.“**

In der aktuellen Fassung der Mittelfristprognose wird dieser offensichtliche Dissens zur letztjährigen Mittelfristprognose weder thematisiert, noch wird dargelegt, wie eine solch deutlich veränderte Entwicklung entstehen könnte.

Ähnliche Diskrepanzen zeigen sich bei der Marktwertentwicklung für Windenergie an Land und auf See.



## Ansprechpartner\*innen

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.  
EUREF-Campus 16  
10829 Berlin

Dr. Matthias Stark  
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme  
030 275 81 70-022  
[Matthias.stark@bee-ev.de](mailto:Matthias.stark@bee-ev.de)

Björn Pieprzyk  
Referent Statistik und Kennzahlen  
[bjoern.pieprzyk@bee-ev.de](mailto:bjoern.pieprzyk@bee-ev.de)

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen sowie den Energieverbrauch ab.

Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur\*innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft. Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.

## Impressum

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.  
EUREF-Campus 16  
10829 Berlin  
030 2758170 0  
[info@bee-ev.de](mailto:info@bee-ev.de)  
[www.bee-ev.de](http://www.bee-ev.de)  
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

## Haftungshinweis

Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.

Den Eintrag des BEE finden Sie [hier](#).

## Datum

28. November 2025