

Analyse zur EEG-Novelle 2016

# Welche Kostenentwicklung ergibt sich für Verbraucher durch einen stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien?

im Auftrag der

MVV Energie AG

---

r2b energy consulting GmbH

Zollstockgürtel 61 | 50969 Köln

☎: +49 (0)221 - 78 95 98 60

Köln, 29. Februar 2016

## Kurzfassung

Das BMWi konsultiert seit Dezember 2015 ein Eckpunktepapier<sup>1</sup> mit Vorschlägen zur Neuregelung der zukünftigen Förderung der Erneuerbaren Energien (EE) mit dem Ziel, im Jahr 2025 einen EE-Anteil von 45 % am Bruttostromverbrauch zu erreichen. Viele Akteure fordern, die EE-Ausbauziele im Zuge der EEG-Novelle zu erhöhen. Auf der anderen Seite wird in der derzeitigen politischen Diskussion vor einem deutlichen Kostenanstieg insbesondere durch den Zubau von Windenergieanlagen an Land gewarnt und auf eine strikte Einhaltung des 45 %-Ziels durch Beschränkung des Zubaus dieser Anlagen verwiesen.

In der vorliegenden Kurzstudie diskutieren wir, in wie weit eine Erhöhung des 45 %-Ziels auf 50 % durch einen stärkeren Zubau von Windenergieanlagen an Land zu einer Erhöhung der Kosten für Verbraucher führt.

Die energiewirtschaftliche Bewertung einer Erhöhung des EE-Anteilsziel um 5 %-Punkte erfolgt auf Basis der Differenzen von EE-Förderkosten, EEG-Umlagen sowie Großhandelsstrompreisen. Die Analyse führen wir sowohl im Vergleich zu heute als auch im Rahmen eines Szenarienvergleichs für das Betrachtungsjahr 2025 durch. Die Robustheit der Ergebnisse stellen wir durch eine Sensitivitätsbetrachtung im Rahmen eines Niedrigpreisszenarios (konstante Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise auf dem Niveau von 2015 gegenüber einem Brennstoffpreisanstieg) sicher.

**Kernaussage 1: Unter Berücksichtigung steigender Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise wird die EEG-Umlage im Jahr 2025 sowohl bei einem 45 %- als auch 50 %-EE-Anteil geringer sein als heute.**

In unserer Analyse kommen wir zu dem Ergebnis, dass bei mittelfristig steigenden Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen (Commodities) gemäß Annahmen der Internationalen Energieagentur (IEA) die EEG-Umlage im Jahr 2025 niedriger als heute sein

---

<sup>1</sup> Vgl. BMWi (2016).

wird (2016: 6,35 ct/kWh<sup>2</sup>). Bei einem EE-Anteil von 45 % in 2025 beträgt die EEG-Umlage 5,57 ct/kWh, im Falle eines EE-Anteils von 50 % sind es 6,09 ct/kWh.

Für den Fall, dass die aktuellen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisenwicklungen bis 2025 auf diesem historisch niedrigen Niveau bleiben, würde die EEG-Umlage auf 6,44 ct/kWh (45 % EE-Anteil) bzw. 7,03 ct/kWh (50 % EE-Anteil) ansteigen.<sup>3</sup>

**Kernaussage 2: Die EEG-Umlage ist kein sinnvoller Indikator für die Beurteilung der Gesamtkosten des EE-Ausbaus. Zielführender ist die summarische Betrachtung aus EEG-Umlage und Großhandelsstrompreis. Grund ist die direkte negative Abhängigkeit von Großhandelspreisen und EEG-Umlage.**

Ein sinkender Strompreis (Base) führt aufgrund des damit einhergehenden Rückgangs der Markterlöse der EE gleichzeitig zu einer Erhöhung der EEG-Umlage in einer ähnlichen Größenordnung. Neben der Erhöhung der EE-Bruttoförderkosten durch den fortschreitenden EE-Ausbau und der Einführung neuer Umlagekomponenten<sup>4</sup>, ist dies einer der Gründe, warum die EEG-Umlage seit 2010 deutlich gestiegen ist. Umgekehrt reduziert ein steigender Strompreis die EEG-Umlage.

In unseren Analysen hängt die Entwicklung der zukünftigen EEG-Umlage gegenüber dem heutigen Niveau maßgeblich von der Entwicklung der Commodity-Preise ab. Steigende Commodity-Preise führen c. p. zu höheren Strompreisen und damit zu einer sinkenden EEG-Umlage.

Ein zielführender Indikator für die Beurteilung der Gesamtkosten des EE-Ausbaus bemisst sich daher nach der Höhe der EEG-Umlage zzgl. dem korrespondierenden Großhandelsstrompreis („Base-Preis“).

**Kernaussage 3: Die Anhebung des EE-Anteils von 45 % auf 50 % kostet den nicht privilegierten Endverbraucher (bspw. Haushaltskunde) nur rund 1 % des Endkundenpreises.**

---

<sup>2</sup> Die Preisangaben in der Zusammenfassung beziehen sich auf €-ct in realen Preisen von 2015.

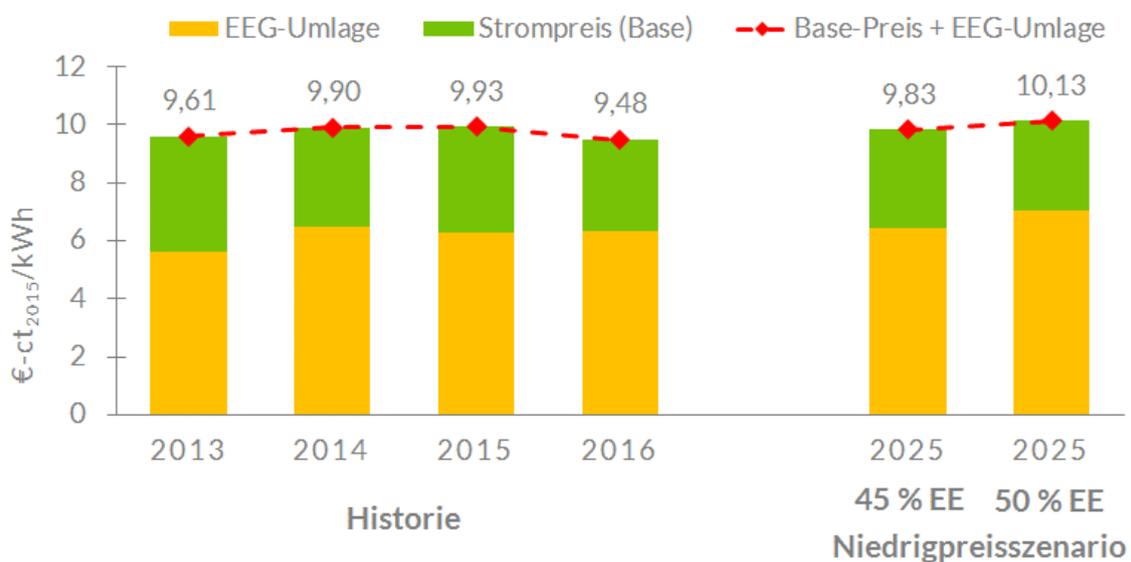
<sup>3</sup> In allen Szenarien gehen wir davon aus, dass die Photovoltaik auch nach Erreichen des 52-GW-Deckels gefördert wird.

<sup>4</sup> Zu nennen sind hier bspw. die Erhebung der Liquiditätsreserve und der EEG-Kontoausgleich zwischen einzelnen Jahren auf Grund von EEG-Umlageprognosefehlern.

- Eine Erhöhung des EE-Anteils von 45 % auf 50 % in 2025 durch eine höhere Nutzung der Windenergie an Land führt bei steigenden Commodity-Preisen zu Mehrkosten des EE-Ausbaus in Höhe von rund 0,23 ct/kWh.
- Im Niedrigpreisszenario liegt die Differenz bei 0,30 ct/kWh. Dies zeigt die Robustheit der Ergebnisse gegenüber unterschiedlichen Commodity-Preisniveaus.

Bei einem Strompreis für Haushaltskunden von rd. 29 ct/kWh entspricht dies einer Kostensteigerung von rund 1 % ihres Endkundenpreises.

ABBILDUNG 1: KOSTENENTWICKLUNG DES EE-ZUBAUS IM JAHR 2025



Quelle: Eigene Berechnung, für Historie ÜNB (2012, 2013, 2014, 2015)

**Kernaussage 4:** Es ist möglich, einen stärkeren EE-Zubau für Endverbraucher kostenneutral zu gestalten, indem teure Erzeugungstechnologien durch günstigere Technologien substituiert werden.

Die Substitution von 20 TWh Erzeugung aus Wind Offshore durch Wind Onshore reduziert die EEG-Differenzkosten im Jahr 2025 um rd. 1 Mrd. € bzw. reduziert die EEG-Umlage um ca. 0,25 ct/kWh.

Damit können rechnerisch die höheren Endverbraucherkosten für eine Erhöhung des EE-Anteils von 45 % auf 50 % in 2025 (0,23 bzw. 0,30 ct/kWh) kompensiert werden.

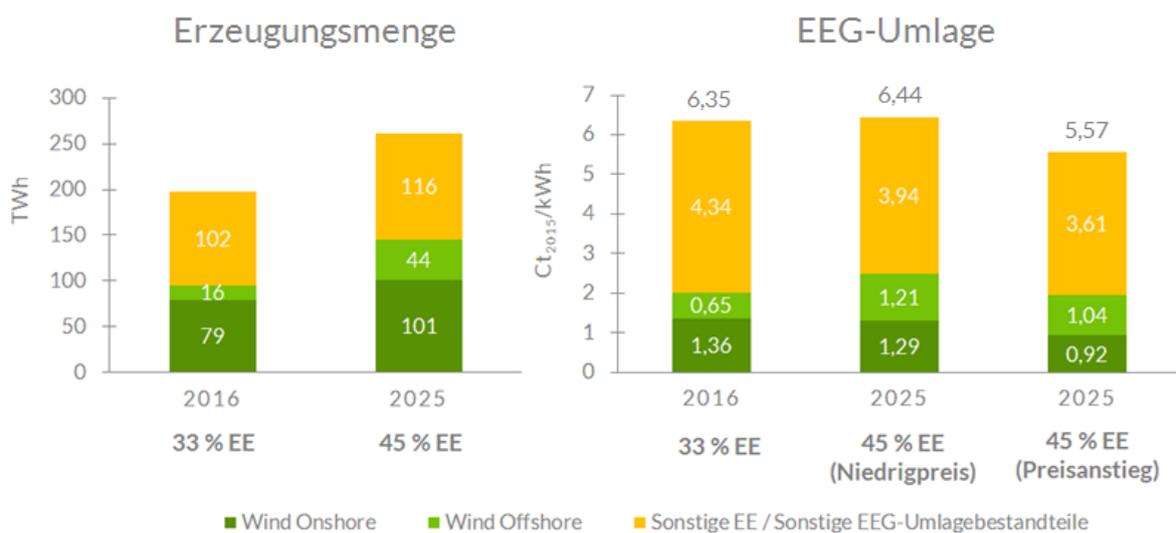
Die zukünftige EE-Förderung sollte daher verstärkt auf Kosteneffizienz achten. Innerhalb der EE, mit noch ausreichend verfügbarem Ausbaupotenzial, gehört die Windenergie an Land derzeit zu den kostengünstigsten Erzeugungsoptionen.

**Kernaussage 5:** Der zukünftige Hauptkostentreiber bei der EEG-Umlage ist Wind Offshore. Trotz steigender Erzeugungsmengen von Wind Onshore wird die EEG-Umlage durch Wind Onshore in 2025 gegenüber 2016 nicht zusätzlich belastet.

Bei der EEG-Umlage (2016: 6,35 ct/kWh) entfällt auf Wind Onshore ein Anteil von rund 1,4 ct/kWh. Trotz steigender Stromerzeugung von Wind Onshore (+23 TWh ggü. 2015) sinkt der Anteil von Wind Onshore an der EEG-Umlage bei Erreichen eines EE-Anteils von 45 % im Niedrigpreisszenario sogar moderat. Hauptgründe sind die sinkende Durchschnittsvergütung für Wind Onshore aufgrund der kostengünstigeren Neuanlagen sowie die Umstellung auf das einstufige Referenzertragsmodell. Bei steigenden Commodity-Preisen sinkt der Anteil von Wind Onshore noch stärker aufgrund der höheren Marktwerte dieser Technologie.

Dem steht ein deutlicher Anstieg bei den Kosten für Wind Offshore gegenüber. Während heute rd. 0,7 ct/kWh auf Offshore entfallen, erhöht sich dieser Wert bis zum Jahr 2025 auf 1,21 ct/kWh (Niedrigpreis) bzw. 1,04 ct/kWh (Preisanstieg).

**ABBILDUNG 2: AUFTEILUNG DER EE-STROMERZEUGUNG (LINKE GRAFIK) UND EEG-UMLAGENACH TECHNOLOGIEN (RECHTE GRAFIK)**



Quelle: Eigene Berechnungen; 2016: ÜNB (2015)

## Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund & Untersuchungsziele .....	1
2	Rahmenannahmen & Methodik.....	4
3	Auswirkungen eines stärkeren Zubaus von Windenergie Onshore auf Energiewirtschaft, Strompreise und Kosten für den Verbraucher .....	13
4	Literaturverzeichnis .....	23

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Installierte Leistung und Stromerzeugung der Erneuerbaren Energien nach Szenario .....	5
Abbildung 2-2:	Entwicklung des Nettostromverbrauchs und Ableitung des nicht privilegierten Letztverbrauchs.....	8
Abbildung 3-1:	Stromerzeugungsbilanz im Jahr 2025 .....	13
Abbildung 3-2:	Jahresdurchschnittliche Strompreise (Base-Preis) im Jahr 2025 .....	15
Abbildung 3-3:	Marktwertfaktoren für fluktuierende EE im Jahr 2025 .....	17
Abbildung 3-4:	EEG-Differenzkosten im Jahr 2025.....	18
Abbildung 3-5:	EEG-Umlage im Jahr 2025 .....	19
Abbildung 3-6:	Aufteilung der EE-Stromerzeugung (linke Grafik) und EEG-Umlage (rechte Grafik) nach Technologien .....	20
Abbildung 3-7:	Zusätzliche Endverbraucherbelastung im Jahr 2025 (Base-Preis und EEG- Umlage) durch Erhöhung des EE-Anteils um 5 %-Punkte .....	22

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Szenariendefinition.....	2
Tabelle 2-1:	Entwicklung der Commodity-Preise nach Szenario.....	8

## 1 Hintergrund & Untersuchungsziele

Im aktuellen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 1. August 2014 ist als zentraler Baustein der Energiewende der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) von einem derzeitigen Anteil am Bruttostromverbrauch von rund 33 % auf 40 bis 45 % im Jahr 2025 und 55 bis 60 % im Jahr 2035 gesetzlich verankert.

Im Jahresverlauf 2016 soll das EEG novelliert werden. Aus diesem Grund konsultiert das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ein aktuelles Eckpunktepapier<sup>5</sup> (vom 08. Dezember 2015) mit Vorschlägen zur Neuregelung der zukünftigen EE-Förderung. Unter anderem soll die Ausschreibungsmenge für Wind Onshore von der Zubauentwicklung anderer EE-Technologien wie bspw. Photovoltaik, Wind Offshore und Biomasse abhängen. Während für letztgenannte Technologien auch weiterhin ein Zubaukorridor festgelegt wird, bleibt die Ausschreibungsmenge für Wind Onshore als Restgröße zum Erreichen des EE-Ziels von 40 bis 45 % Anteil am Bruttostromverbrauch übrig.

Zusätzlich sieht das Eckpunktepapier eine Mindestausschreibungsmenge für Wind Onshore von 2.000 MW (brutto) pro Jahr vor. Aufgrund dieser Mindestausschreibungsmenge kann ggf. ein ‚Überschießen‘ des für das Jahr 2025 avisierten EE-Ziels von 40 % bis 45 % resultieren. In der derzeitigen politischen Diskussion wird daher von einigen Akteuren vor einem deutlichen Kostenanstieg insbesondere durch den Zubau von Windenergieanlagen an Land gewarnt.

Die vorliegende Kurzstudie untersucht, wie sich die Kosten aus Sicht der Endverbraucher entwickeln in Abhängigkeit unterschiedlicher EE-Anteile. Bei der Beurteilung der „Kosten“ für den EE-Zubau wird oft nur auf die Entwicklung der EEG-Umlage verwiesen, „Kostenentlastungen“ durch sinkende Strompreise aber nicht berücksichtigt. Die Kurzstudie soll deshalb zu einer Versachlichung der Diskussion über die Kosten des EE-Ausbaus beitragen. Dazu wird analysiert, wie sich EEG-Differenzkosten und -Umlage bei einem ‚Überschießen‘ des EE-Anteilsziels um 5% im relevanten Betrachtungsjahr 2025 aufgrund höherer Stromerzeugungsmengen

---

<sup>5</sup> BMWi (2015).

aus Windenergie Onshore auswirken könnte. Darüber hinaus werden Sensitivitäten bei alternativen Commodity-Preisentwicklungen (Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise) untersucht. Die unterschiedlichen Szenarien werden im folgenden Abschnitt erläutert.

### Szenariendefinition

Im Rahmen der Studie werden folgende in Tabelle 1-1 dargestellten vier Szenarien analysiert und miteinander verglichen:

- Szenario 1: Das Ziel eines EE-Anteils von 45 % im Jahr 2025 wird erreicht. Die Commodity-Preise verbleiben bis dahin konstant auf dem Niveau von 2015.
- Szenario 2: Die Commodity-Preise verbleiben wie in Szenario 1 konstant auf dem Niveau von 2015. Allerdings erfolgt im Vergleich zu Szenario 1 ein höherer Zubau von Wind Onshore, so dass der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch auf 50 % in 2025 ansteigt.
- Szenario 3: Das Ziel eines EE-Anteils von 45 % im Jahr 2025 wird erreicht. Bis dahin wird von einem Anstieg der Commodity-Preise auf Basis aktueller Vorhersagen der Internationalen Energieagentur (IEA) ausgegangen<sup>6</sup>.
- Szenario 4: Die Commodity-Preise steigen wie in Szenario 3. Allerdings erfolgt im Vergleich zu Szenario 3 ein höherer Zubau von Wind Onshore, so dass der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch auf 50 % in 2025 ansteigt.

TABELLE 1-1: SZENARIENDEFINITION

	Commodity-Preise bis 2025	EE-Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2025
Szenario 1	Konstant niedrig	45%
Szenario 2	Konstant niedrig	50%
Szenario 3	Commodity-Preisanstieg	45%
Szenario 4	Commodity-Preisanstieg	50%

Quelle: Eigene Darstellung.

<sup>6</sup> Die Commodity-Preise für das Jahr 2025 wurden dabei interpoliert, ausgehend von den aktuell niedrigen Terminmarktnotierungen für das Lieferjahr 2020 und den Angaben der IEA, die sich auf das Jahr 2030 beziehen.

Eine detaillierte Erläuterung der Annahmen insbesondere zu den Commodity-Preisen und dem EE-Ausbau erfolgt im nächsten Abschnitt.

In den aufgezeigten Szenarien lässt sich zeigen, welche Auswirkungen ein ‚Überschießen‘ des EE-Anteils aufgrund eines stärkeren Zubaus von Windenergieanlagen an Land auf die EEG-Umlage und die EEG-Differenzkosten hat. Außerdem kann berechnet werden, wie stark sich eine Änderung der Commodity-Preise auf die Ergebnisse bzgl. der EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage auswirkt.

## 2 Rahmenannahmen & Methodik

In diesem Abschnitt stellen wir die Rahmenannahmen bzgl. der Entwicklung der für die Analyse wesentlichen Parameter dar. Dazu gehört insbesondere die Entwicklung der Erneuerbaren Energien, des Stromverbrauchs und der Commodity-Preise. Anschließend zeigen wir die methodische Vorgehensweise zur Bestimmung der Vergütungszahlungen, der Strompreise und der Marktwertfaktoren auf.

### Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2025

In Abbildung 2-1 ist die Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung für die unterschiedlichen EE-Ausbauszenarien dargestellt. Demnach steigt die installierte Leistung in den Szenarien 1 und 3 von 97 GW in 2015 auf 132 GW in 2025 an. Somit wird im Jahr 2025 ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 45 % erreicht.

Für die Entwicklung der installierten Leistung haben wir als Basis die historische Leistung für 2015 unterstellt. Bis zum Jahr 2020 orientiert sich der EE-Zubau weitestgehend an der aktuellen EEG-Mittelfristprognose<sup>7</sup>. Für den Zeitraum ab 2021 wird im Wesentlichen die bis dahin angenommene Entwicklung der jeweiligen Technologien fortgeschrieben.

Für Wind Onshore haben wir für die Szenarien mit einem EE-Anteil von 45 % in 2025 ein gegenüber der EEG-Mittelfristprognose um 2 GW geringeren Zubau bis 2020 unterstellt. Diese Anpassung ist jedoch erforderlich, um einen Ausbaupfad für Wind Onshore bis 2025 unter Berücksichtigung der im Rahmen der anstehenden Novellierung des EEG vorgesehenen Anpassung der Ausschreibungsmengen für Wind Onshore zu generieren.<sup>8</sup>

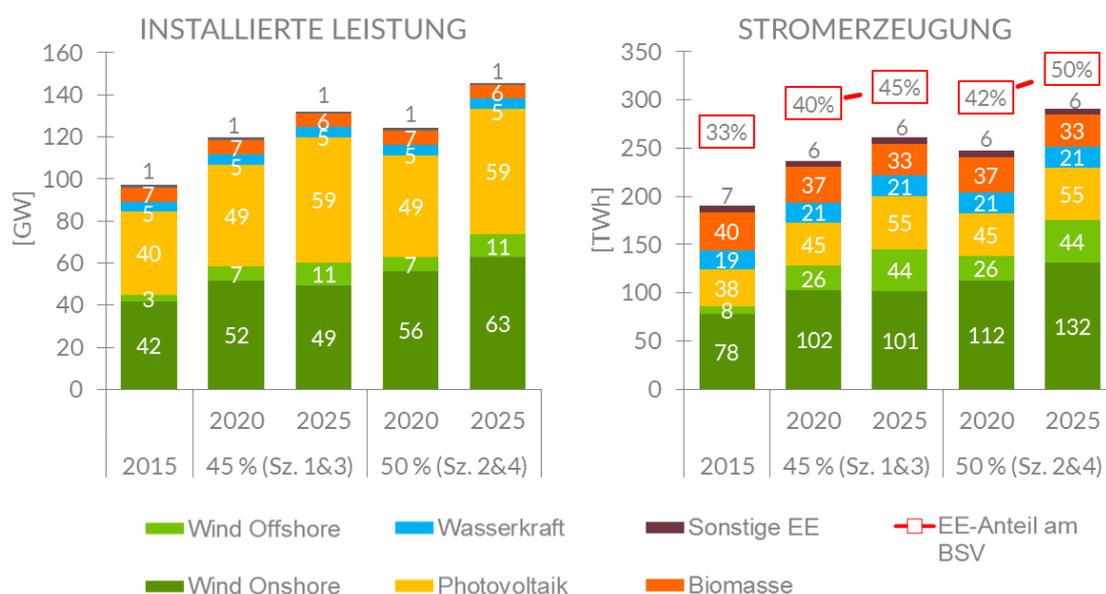
---

<sup>7</sup> Vgl. ÜNB (2015).

<sup>8</sup> Die Einhaltung des Ausbaukorridors zum Erreichen des 45%-Ziels soll gemäß dem Eckpunktepapier des BMWi zur anstehenden EEG-Novellierung vom 15.02.2016 über die Ausschreibungsmenge bei Wind an Land gesteuert werden. Konkret soll für die sonstigen EE-Technologien wie bspw. Wind Offshore, Photovoltaik und Biomasse auch weiterhin ein jährlicher Zielausbau vorgegeben werden. Die zusätzlich erforderliche Erzeugungsmenge zum Erreichen des 45 %-Ziels soll über den Zubau von Windenergie an Land als Residualgröße gesteuert werden.

Konkret berücksichtigen wir bis zum Jahr 2020 einen durchschnittlichen Nettozubaubau von Wind Onshore in Höhe von rund 2 GW jährlich. Um das EE-Ziel von 45 % Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2025 einzuhalten, ist unter Berücksichtigung des Onshore-Zubaubaus als Residualgröße nach 2020 kein weiterer Nettozubaubau von Wind Onshore mehr erforderlich. Im Gegenteil muss die installierte Leistung von Wind Onshore zwischen 2020 und 2025 um knapp 3 GW sinken. Es wird zwar auch nach 2020 einen Neubaubedarf von Windenergieanlagen an Land in Höhe von rund 1,8 GW pro Jahr geben, der jedoch erforderlich ist, um die Vielzahl von Windenergieanlagen zu ersetzen, die ab 2021 ihre angenommene technische Lebensdauer von rd. 21 Jahren erreicht haben und daher stillgelegt werden. Der durchschnittliche Nettozubaubau zwischen 2016 und 2025 liegt in diesen Szenarien bei leicht sinkender Stromnachfrage bei knapp 0,8 GW pro Jahr. Das entspricht einem durchschnittlich jährlichen Bruttozubaubau von rd. 2,2 GW.<sup>9</sup>

**ABBILDUNG 2-1: INSTALLIERTE LEISTUNG UND STROMERZEUGUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN NACH SZENARIO**



Quelle: Eigene Berechnung, für Stromerzeugung 2015 basierend auf BMWi (2016b) und AGEb (2015)

<sup>9</sup> In allen Szenarien gehen wir davon aus, dass alle bezuschlagten Windprojekte auch tatsächlich realisiert werden (Realisierungsrate 100 Prozent). Würde man davon ausgehen, dass ein Teil der Projekte nach Bezuschlagung scheitert, müsste die o. g. Brutto-Ausschreibungsmenge ggf. von Beginn an höher ausfallen. Auf die EEG-Umlage hat die Frage nach der angemessenen Höhe der Realisierungsrate jedoch keinen Einfluss, da nur die realisierten Projekte Kosten induzieren.

Für die beiden Szenarien 2 und 4 mit einem EE-Anteil von 50 % am Bruttostromverbrauch wurde im Unterschied zu den oben beschriebenen Szenarien lediglich der Zubau von Windenergieanlagen an Land angepasst. Im Rahmen des Ausschreibungssystems wurde ein durchschnittlicher jährlicher Bruttozubau von 3,6 GW angenommen. Der durchschnittliche Nettozubau zwischen 2016 und 2025 liegt in diesen Szenarien bei leicht sinkender Stromnachfrage bei rund 2,1 GW pro Jahr, bzw. rd. 3,6 GW brutto.

Für Wind Offshore unterstellen wir, dass in 2025 die im Rahmen des EEG vorgesehene 11 GW installierte Leistung erreicht werden. Bei der Photovoltaik nehmen wir an, dass ab 2021 wieder der im EEG vorgesehene Zubaukorridor von 2 bis 2,5 GW erreicht wird. Außerdem wurde für Photovoltaikanlagen eine technische Lebensdauer von 25 Jahren unterstellt, da eine Laufzeit auch über die eigentliche Förderdauer hinaus zu erwarten ist. Die installierte Leistung von Biomasse wird sich bis 2025 aufgrund von altersbedingten Stilllegungen verringern. Es ist zu erwarten, dass ein Teil der Biomasseanlagen, deren Förderung nach 2020 ausläuft, keine weitere Anschlussförderung erhält und somit aufgrund hoher Brennstoffkosten nicht weiter wirtschaftlich betrieben werden kann.<sup>10</sup>

Die Stromerzeugung der einzelnen EE-Technologien ergibt sich auf Basis der jeweiligen installierten Leistung und der angenommenen Auslastung der EE-Anlagen. Zur Bestimmung der Benutzungsstunden der fluktuierenden EE (Windenergie, PV und Laufwasser) haben wir auf die r2b-eigene Datenbank zu stündlichen Einspeiseganglinien für das Wetterjahr 2011 zurückgegriffen. Dabei haben wir für zukünftig neu errichtete Windenergieanlagen an Land technologische Weiterentwicklung bspw. durch höhere Nabenhöhen und standortspezifische Anlagenauslegung (Schwach- vs. Starkwindanlage) berücksichtigt. Für Biomasseanlagen haben wir unterstellt, dass sich die Auslastung der Anlagen zukünftig aufgrund der vermehrten Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie vermindert.

---

<sup>10</sup> Im Rahmen der Analyse wurde unterstellt, dass 40 % der Biomasseanlagen, die vor 2005 in Betrieb genommen wurden, eine Anschlussförderung erhalten. Diese Annahme beruht auf der derzeitigen Überlegung der Bundesregierung, Biomasseanlagen mit günstigen variablen Brennstoffkosten bspw. auf Basis des Brennstoffs Altholz, über die eigentliche Förderdauer hinaus finanziell zu unterstützen.

## Entwicklung des Stromverbrauchs, der Eigenversorgung und des privilegierten Letztverbrauchs

Für die zukünftige Entwicklung der jährlichen Stromverbrauchsmengen verwenden wir grundsätzlich die Prognosen nach FRAUNHOFER ISI (2015) aus der EEG-Mittelfristprognose 2016 bis 2020. Dabei gehen wir jedoch aufgrund der Verwendung aktualisierter Daten zum historischen Nettostromverbrauch<sup>11</sup> von einem moderat höheren Verbrauchsniveau aus und ziehen als Basis das historische Jahr 2015 heran. Der Referenzwert für den Nettostromverbrauch liegt damit bei 527 Terrawattstunden für das Jahr 2015 (vgl. Abbildung 2-2). Ausgehend davon nehmen wir die Reduktion des Nettostromverbrauchs bis zum Jahr 2020 äquivalent zu FRAUNHOFER ISI (2015) an.

Zur Prognose von Eigenversorgung (inkl. Photovoltaik) und privilegiertem Letztverbrauch bis zum Jahr 2020 unterstellen wir eine analoge Entwicklung gemäß den Prognosen in FRAUNHOFER ISI (2015).

Da die Stromverbrauchs- und Letztverbrauchsmengen in FRAUNHOFER ISI (2015) lediglich bis zum Jahr 2020 prognostiziert werden, haben wir zunächst den Nettostromverbrauch des Jahres 2025 auf Basis der Fortschreibung des Trends der Jahre 2015 bis 2020 vorgenommen. Die Eigenversorgung sowie den privilegierten Letztverbrauch bis 2025 haben wir schließlich auf Basis der Korrelationen der beiden Größen mit dem Nettostromverbrauch zwischen 2015 und 2020 extrapoliert. Der für die Berechnung der EEG-Umlage relevante nicht privilegierte Letztverbrauch ergibt sich jeweils als Nettostromverbrauch abzüglich Eigenversorgung und privilegiertem Letztverbrauch.

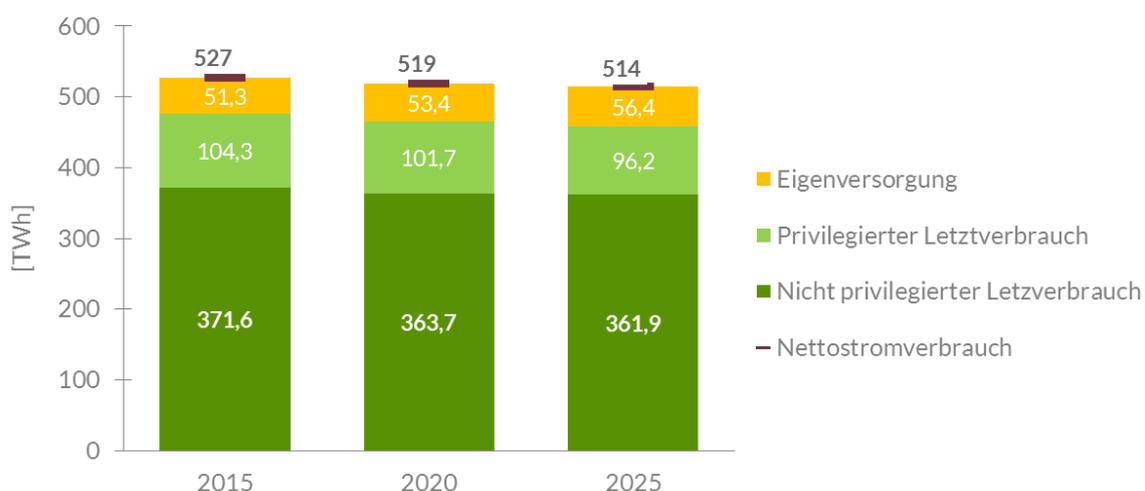
Abbildung 2-2 zeigt die angenommene Entwicklung des Nettostromverbrauchs und dessen Unterteilung in die relevanten Teilgrößen privilegierter und nicht-privilegierter Letztverbrauch sowie Eigenversorgung. Insgesamt liegt der Nettostromverbrauch in 2025 um rd. 13 TWh bzw. 2,4 % unter dem Niveau von 2015.

---

<sup>11</sup> Das FRAUNHOFER ISI stützt seine Prognose des zukünftigen Nettostromverbrauchs in der Mittelfristprognose 2016 bis 2020 auf die historische Datenbasis der AGEb bis einschließlich 2014. Für (2013 und) 2014 hat die AGEb jedoch die von den Gutachtern verwendeten Zahlen nachträglich aktualisiert. So betrug der Nettostromverbrauch in 2014 524 TWh statt 514 TWh. Da die Prognosen zu Eigenversorgung und privilegiertem Letztverbrauch auf abweichenden historischen, aktuellen Zahlen beruhen (bspw. ÜNB), wurden die diesbezüglichen Annahmen des FRAUNHOFER ISI (2015) für das Jahr 2015 unverändert übernommen.

Für die Eigenversorgung wird für denselben Zeitraum eine Steigerung um 5,1 TWh angenommen, der privilegierte Letztverbrauch wird mit 96,2 TWh in 2025 um 8,1 TWh niedrigerer angesetzt als noch in 2015. Als Residualgröße ergibt sich der nicht privilegierte Letztverbrauch, der mit rd. 362 TWh in 2025 ca. 2,6 % geringer angesetzt wird als in 2015.

**ABBILDUNG 2-2: ENTWICKLUNG DES NETTOSTROMVERBRAUCHS UND ABLEITUNG DES NICHT PRIVILEGIERTEN LETZTVERBRAUCHS**



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis FRAUNHOFER ISI (2015)

### Entwicklung der Commodity-Preise

Für die Entwicklung der für die Stromerzeugung relevanten Commodity-Preise (Kohle-, Gas-, Öl- und CO<sub>2</sub>-Preise) werden entsprechend der unterschiedlichen Szenarien zwei alternative Entwicklungspfade angenommen. Beide Entwicklungspfade sind Tabelle 2-1 zu entnehmen.

**TABELLE 2-1: ENTWICKLUNG DER COMMODITY-PREISE NACH SZENARIO**

Primärenergie- & CO <sub>2</sub> -Zertifikatepreise		2015	2020	2025	2020	2025
		Szenarien 1 & 2			Szenarien 3 & 4	
Rohöl	[\$ <sub>2015</sub> je Barrel]	54,0	54,0	54,0	60,9	87,1
Steinkohle	[\$ <sub>2015</sub> je t (ARA)]	59,2	59,2	59,2	55,5	78,6
Erdgas	[€ <sub>2015</sub> je MWh <sub>th, Ho</sub> ]	19,8	19,8	19,8	20,0	24,4
EUA	[\$ <sub>2015</sub> je EUA]	4,4	4,4	4,4	9,0	23,0

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis aktueller Forward-Notierungen an den relevanten Energiebörsen und IEA (2015).

Für die Szenarien 1 und 2 haben wir eine Konstanz der Preise auf dem Niveau von 2015 unterstellt. Als Datenbasis haben wir die durchschnittlich in 2015 realisierten Preise an den für Europa relevanten Handelsplätzen (insbes. EEX) herangezogen.

Für die Szenarien 3 und 4, in denen der Einfluss steigender Brennstoffkosten in der Stromerzeugung untersucht werden soll, orientieren wir die zukünftige Entwicklung am Preispfad der IEA (2015) im World Energy Outlook (WEO) 2015 („New Policies“-Szenario). Aufgrund aktueller Erkenntnisse haben wir jedoch eine Anpassung der Annahmen für 2020, abweichend von IEA (2015) und basierend auf bereits verfügbaren Forward-Notierungen an den Energiebörsen, vorgenommen. Die Preise für 2025 haben wir als lineare Interpolation zwischen diesen und den Annahmen der IEA (2015) für 2030 vorgenommen, wodurch das absolute Preisniveau in 2025 unter den IEA-Prognosen liegt.

### Weitere Rahmenannahmen für die Simulationsrechnungen

Neben den aufgezeigten szenariospezifischen Annahmen zum EE-Ausbau und den Commodity-Preisen sowie der angenommenen Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland, werden für die Simulationsrechnungen alle weiteren Annahmen im Sinne eines Best-Guess-Settings getroffen. Dabei werden unter anderem berücksichtigt:

- Planmäßige Umsetzung der Vorschläge zum zukünftigen Marktdesign gemäß Referentenentwurf Strommarktgesetz 2016<sup>12</sup>
- Planmäßige Umsetzung des deutschen Atomausstiegs
- Ausbau der KWK-Stromerzeugung nach KWKG 2016<sup>13</sup>
- EE-Ausbau sowie Entwicklung der Stromnachfrage in den europäischen Nachbarländern gemäß EUROPÄISCHE KOMMISSION (2013)

---

<sup>12</sup> Vgl. BUNDESREGIERUNG (2015)

<sup>13</sup> Im KWKG 2016 ist das Ziel definiert, die KWK-Strommenge bis zum Jahr 2020 auf 110 TWh und bis zum Jahr 2025 auf 120 TWh zu steigern (vgl. DEUTSCHER BUNDESTAG (2015)). Aufgrund der umfangreichen Neuinvestitionen, die zur Erreichung von 110 TWh KWK-Strom notwendig werden, gehen wir von einer Verzögerung der Zielerreichung aus, so dass wir eine Steigerung der KWK-Strommengen auf 110 TWh bis 2025 annehmen.

- Ausbau transnationaler Grenzkuppelleitungen gemäß ENTSO-E (2014)

Diese (und weitere) Annahmen stellen Rahmenbedingungen für Simulationsrechnungen dar, die wir regelmäßig für sog. Best-Guess-Szenarien bei Strompreisprognosen und Gutachten nutzen. Sie stützen sich auf Annahmen und Prognosen aus allgemein anerkannten Studien und/oder realistischer Weise zu erwartenden energiepolitischer Weichenstellungen und Marktentwicklungen.<sup>14</sup>

### Methodik zur Strompreisprognose & Ermittlung von Marktwertfaktoren der EE

Die Bestimmung der Marktwertfaktoren und der Preisentwicklungen am Großhandelsmarkt für Strom im Jahr 2025 basiert in den vorliegenden Untersuchungen auf Simulationsrechnungen mit dem europäischen Elektrizitätsmarktmodell<sup>15</sup> der r2b energy consulting. Ausgehend von den historischen Gegebenheiten im Jahr 2015 (z.B. heutiger Kraftwerkspark, EE-Mengen, Stromverbrauch, Commodity-Preise, etc.) und unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen, insbesondere zum Ausbau der Erneuerbaren Energien und der zukünftigen Entwicklung der Commodity-Preise, wird für jedes der vier Szenarien das Marktgleichgewicht an den europäischen Elektrizitätsmärkten bis zum Jahr 2025 simuliert.

Als zentrale Ergebnisgrößen lassen sich aus diesen Simulationsrechnungen neben energiewirtschaftlichen Fundamentalgrößen – z.B. installierte Leistungen und Stromerzeugung je Erzeugungstechnologie – Preise für alle untersuchten Märkte als Grenzkostenpreisschätzer auswerten. Für die vorliegenden Untersuchungen zur Entwicklung der EEG-Umlage sind insbesondere die stündlichen Day-Ahead-Preise am Großhandelsmarkt für Strom relevant.

Die für die Berechnung der EEG-Differenzkosten notwendigen Marktwertfaktoren der fluktuierenden EE-Erzeugungstechnologien lassen sich schließlich anhand

---

<sup>14</sup> Vgl. r2b (2014).

<sup>15</sup> Im europäischen Elektrizitätsmarktmodell wählen wir einen globalen Kostenminimierungsansatz, nach dem Entscheidungen über Kraftwerksinvestitionen, -stilllegungen und Revisionen simultan zu den stündlichen Einsatzentscheidungen der Erzeugungskapazitäten an allen relevanten Strommärkten (Spotmarkt, Regenergiemarkt, Intradaymarkt) in Europa getroffen werden. Dieser globale Optimierungsansatz gewährleistet, dass die generierten Ergebnisse den Anforderungen eines Marktergebnisses nach den Grundsätzen ökonomischer Theorie vollständiger Märkte entsprechen. Eine detaillierte Modellbeschreibung kann im Internet unter <http://www.r2b-energy.com> eingesehen werden.

ihrer in den Simulationsrechnungen realisierten, stündlichen Erzeugungsstrukturen und den korrespondierenden stündlichen Strompreisen errechnen. Dabei werden die spezifisch erzielten Gesamterlöse jeder EE-Technologie ins Verhältnis zum realisierten Base-Preis gesetzt.

Der von uns gewählte Ansatz ermöglicht somit eine genaue energiewirtschaftliche Analyse unterschiedlicher EE-Zubaupfade und unterschiedlicher Commodity-Preisentwicklungen hinsichtlich der zukünftigen Strompreisentwicklung am Großhandelsmarkt und der Entwicklung der Marktwertfaktoren fluktuierender EE.

### Berechnung von EEG-Vergütungssätzen für Bestands- und Neuanlagen

Die Ermittlung der Vergütungssätze gemäß des jeweils gültigen EEG in der historischen Entwicklung erfolgt für EE-Bestandsanlagen auf Basis der Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber<sup>16</sup>. Das Auslaufen der EEG-Förderung der jeweiligen EE-Anlagen wird dabei für Anlagen mit Inbetriebnahmejahr nach 2000 pauschal nach jeweils 20 Betriebsjahren zzgl. Inbetriebnahmejahr berücksichtigt. Davon ausgenommen berücksichtigen wir bei 40 % der Biomasseanlagen, deren Förderung im Zeitraum bis 2025 ausläuft, eine Anschlussförderung.<sup>17</sup> Im Zeitraum vor 2000 errichtete EE-Anlagen erhalten eine Förderung bis einschließlich 2020.

Für EE-Neuanlagen wurden die derzeitigen Vergütungssätze mit Ausnahme von Windenergie unter Berücksichtigung einer weiteren Degression bis zum Jahr 2025 fortgeschrieben. Für Wind Onshore gehen wir bis 2018 davon aus, dass der wesentliche Teil des Zubaus auf Basis der bisherigen Förderregelung vergütet wird. Für Windenergieanlagen, die auf Basis des Ausschreibungssystems (insbe-

---

<sup>16</sup> ÜNB (2015b).

<sup>17</sup> Die Höhe einer möglichen Anschlussförderung ist derzeit noch unklar. Im Rahmen der Analyse haben wir pauschal 3 ct/kWh unterstellt.

sondere ab dem Jahr 2018) zugebaut werden, haben wir typische Stromgestehungskosten<sup>18</sup> für unterschiedliche Referenzertragsklassen geschätzt. Bei der Windenergie an Land gehen wir davon aus, dass die Verteilung des zukünftigen Anlagenzubaus auf die unterschiedlichen Standortklassen sich genauso darstellt, wie in der Vergangenheit (weiterhin bundesweiter Zubau).<sup>19</sup>

Für Wind Offshore haben wir bis 2019 die derzeit geltenden Regelungen des EEG unterstellt. Für die Zeit ab 2020 gehen wir davon aus, dass die Vergütungen für Anlagen auf Basis Wind Offshore im Rahmen von Ausschreibungen ermittelt werden. Dabei gehen wir von einer kontinuierlichen Vergütung über 20 Jahre aus.<sup>20</sup> Für Photovoltaikanlagen wurde unterstellt, dass bei Erreichen des Förderdeckels von 52 GW die Förderung für Neuanlagen nicht wie bisher vorgesehen ausläuft, sondern dass die Förderung auch darüber hinaus stattfindet.

---

<sup>18</sup> Hierzu haben wir die Studie „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update“ der Deutschen Windguard (2015) ausgewertet. Als jährliche Degression der Vergütungen für Neuanlagen wurde 1,5 % angenommen.

<sup>19</sup> Eine Variation der Standortklassen (höhere/geringere Anteile sehr windhöffiger Standortklassen zu Lasten/zu Gunsten windärmerer Standortklassen) beeinflusst die Höhe der Differenzkosten von Onshore-Wind kaum, sodass unsere Ergebnisse auch robust sind gegenüber Standortvariationen.

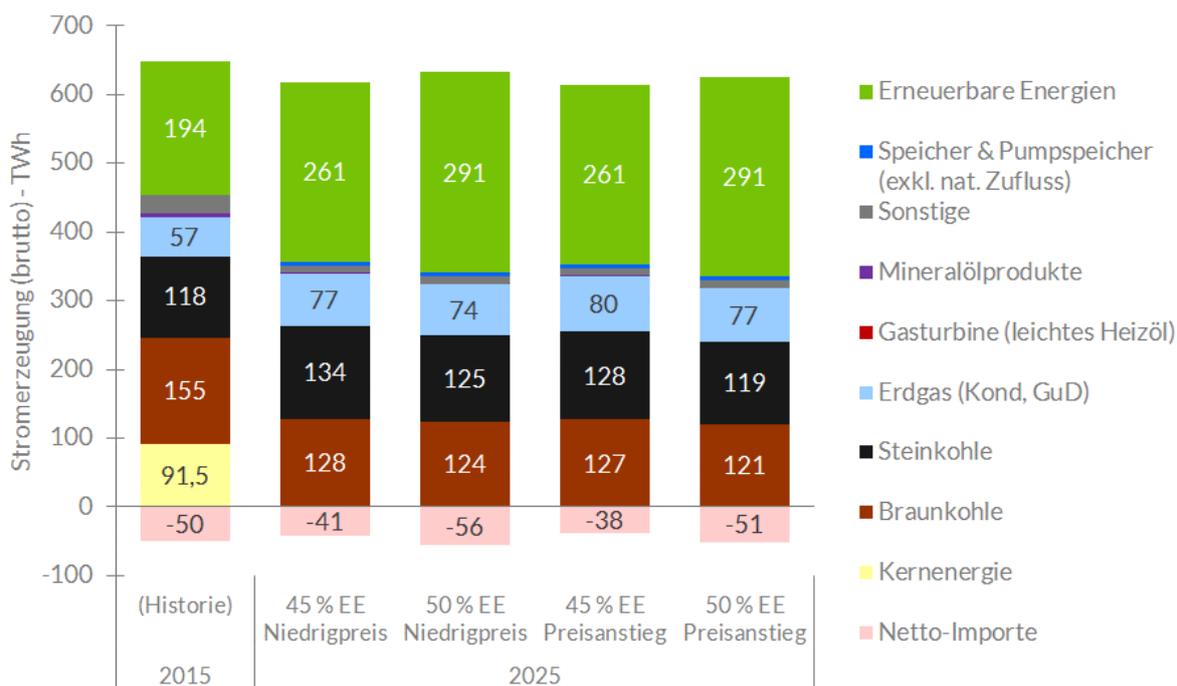
<sup>20</sup> Die hinterlegten Vergütungssätze orientieren sich an den ermittelten Stromgestehungskosten der Studie „Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland“ von Fichtner/Prognos (2013).

### 3 Auswirkungen eines stärkeren Zubaus von Windenergie Onshore auf Energiewirtschaft, Strompreise und Kosten für den Verbraucher

Im Folgenden stellen wir die Ergebnisse unserer Berechnungen detailliert im Vergleich zu aktuellen Referenzwerten dar. Als Vergleichswerte ziehen wir dabei grundsätzlich die aktuelle EEG-Jahresprognose 2016 heran.

Zur Einordnung der Ergebnisse der Strompreisprognose und der darauf basierenden Berechnungen zu EEG-Umlage und -Differenzkosten, illustrieren wir zunächst die Ergebnisse der Strommarktsimulation in den vier untersuchten Szenarien. Dabei vergleichen wir aufgrund fehlender Angaben in der EEG-Jahresprognose 2016 unsere Ergebnisse mit den statistischen Werten des Jahres 2015.

ABBILDUNG 3-1: STROMERZEUGUNGSBILANZ IM JAHR 2025



Quelle: 2015: BMWi (2016b), 2025: eigene Berechnungen

In Abbildung 3-1 sind die Stromerzeugungsbilanzen aufgeschlüsselt nach Energieträgern sowie die Nettostromimporte für 2015 und 2025 für die vier Szenarien abgebildet. Sowohl der Atomausstieg als auch die Überführung von 2,7 Gigawatt Braunkohlekapazität in die geplante ‚Sicherheitsbereitschaft‘ zeigen deutliche

Rückgänge bei den Stromerzeugungsmengen aus typischen Grundlastkapazitäten. Kompensiert wird diese wegfallende Erzeugung in erster Linie durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Eine starke Zunahme der Erzeugungsmengen im Vergleich zu 2015 ist darüber hinaus in allen vier Szenarien bei erdgasbefeuelten Kraftwerken zu erkennen. Dies ist zum überwiegenden Teil auf den vorgegebenen Ausbau der KWK-Stromerzeugung auf 110 TWh in 2025 zurückzuführen.<sup>21</sup>

Im Vergleich der Szenarien in 2025 ergeben sich insbesondere folgende Effekte:

- Die höhere Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land in den 50 %-EE-Anteilsszenarien verdrängt Erzeugungsmengen aus fossil-thermischen Kraftwerken zwischen 15 und 17 TWh. Außerdem werden in diesen beiden Szenarien rd. 15 bzw. 13 TWh mehr exportiert als in den korrespondierenden Szenarien mit einem EE-Anteil von 45 %.
- Vergleicht man die Szenarien mit den jeweils unterschiedlichen Commodity-Preisen, fällt der stärkste Unterschied der Stromerzeugung bei Steinkohlekraftwerken an. So liegt die Erzeugung aus diesen Kraftwerken in den Szenarien mit Commodity-Preisanstieg um 6 TWh unterhalb derjenigen der Niedrigpreisszenarien. Bei der Braunkohle zeigt sich ein ähnlicher Effekt, jedoch geringfügiger ausgeprägt. Kompensiert werden die Mengen einerseits durch höhere Erzeugung aus Erdgaskraftwerken, deren Stellung in der Merit-Order sich in den Szenarien mit Commodity-Preisanstieg verbessert, sowie durch geringere Nettoexporte.

### Preis am Großhandelsmarkt für Strom

In Abbildung 4-2 sind die jahresdurchschnittlichen stündlichen Strompreise am ‚day-ahead‘-Markt (Base-Preis) gemäß EEG-Jahresprognose 2016 sowie für die vier Szenarien unserer Simulationsrechnungen abgetragen. Erwartungsgemäß zeigen sich die unterschiedlichen Entwicklungen der Commodity-Preise als sehr viel stärkerer Preistreiber als der unterschiedliche Ausbau der Windenergie. So liegt der durchschnittliche Strompreis in den Szenarien mit Commodity-Preisanstieg

---

<sup>21</sup> Neben der KWK-Stromerzeugung auf Erdgasbasis werden weitere KWK-Strommengen insbesondere auf Basis Bioenergie und Steinkohle erzeugt.

um 15,3 €<sub>2015</sub> je MWh bzw. 15,2 €<sub>2015</sub> je MWh höher als in den Szenarien mit einem Niedrigpreisfad. In letztgenannten Szenarien liegt der prognostizierte Base-Preis nur moderat über oder gar auf demselben Niveau wie in der Prognose für 2016.

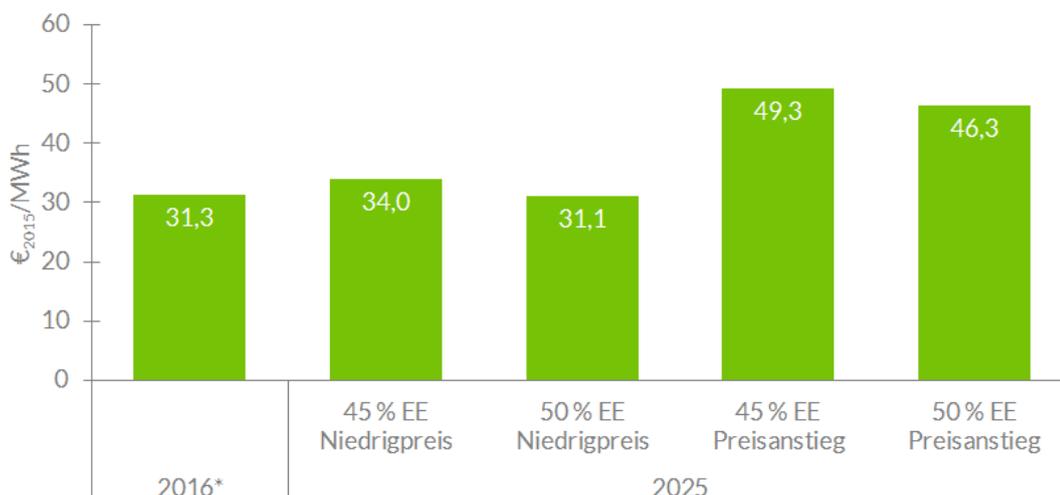
Der unterschiedliche Ausbau der Windenergie zeigt relativ moderate Auswirkungen auf den Jahresdurchschnittstrompreis. In den Szenarien mit einem EE-Anteil von 50 % resultiert die Mehrerzeugung in Höhe von 30 TWh<sub>el</sub> aus Windenergie an Land in einem um rund 3 €<sub>2015</sub> je MWh geringeren Base-Preis gegenüber den

**Strompreise im Jahr 2025:**

- Bestimmend für die Höhe des Großhandelsstrompreises ‚base‘ sind hauptsächlich die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise (ca. +15 €<sub>2015</sub>/MWh in den Szenarien mit Commodity-Preisanstieg).
- Eine EE-Anteilsdifferenz von +5% am Bruttostromverbrauch führt zu einem Strompreiseffekt von rd. -3 €<sub>2015</sub>/MWh im Szenarienvergleich.

jeweiligen Szenarien mit einem EE-Anteil von 45 %. Die kurz- bis mittelfristige Reduktion der Base-Preise durch den stärkeren Ausbau von Windenergie ergibt sich aufgrund des sogenannten Merit-Order-Effekts. Dieser besagt, dass mit zunehmender Einspeisung von EE in diesen Zeiten der Strompreis weiter sinkt und sich somit dämpfend auf das durchschnittliche Strompreisniveau des gesamten Jahres auswirkt. Dementgegen wirken dynamische Entwicklungen im Kraftwerkspark: Langfristig höhere EE-Mengen führen zu vermehrten Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken, die dem reinen Merit-Order-Effekt dämpfend entgegenstehen.

**ABBILDUNG 3-2: JAHRESDURCHSCHNITTliche STROMPREISE (BASE-PREIS) IM JAHR 2025**



Quelle: Eigene Berechnungen; \*2016: ÜNB (2015)

## Marktwertfaktoren fluktuierender Erneuerbarer Energien

Die Ergebnisse der Marktwertfaktoren<sup>22</sup> für Windenergie und Photovoltaik sind in Abbildung 4-5 abzulesen. Im Vergleich der Szenarien mit höherem versus geringerem Ausbau der Windenergie an Land ist zu erkennen, dass der stärkere Ausbau zu geringeren Marktwertfaktoren sowohl bei Windenergie an Land als auch auf See führt. Grund hierfür ist die vergleichsweise hohe zeitliche Korrelation der beiden

### Marktwertfaktor von Windenergie & PV im Jahr 2025:

- Onshore Wind: In den Szenarien mit 50 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch sinkt der Marktwertfaktor für Onshore Windenergie um rd. 8 %.
- Offshore Wind: In den Szenarien mit 50 % EE-Anteil sinkt der Marktwertfaktor für Offshore um 4-5 %.
- Photovoltaik: In den Szenarien mit 50 % EE-Anteil bleibt der Marktwert für PV nahezu identisch.

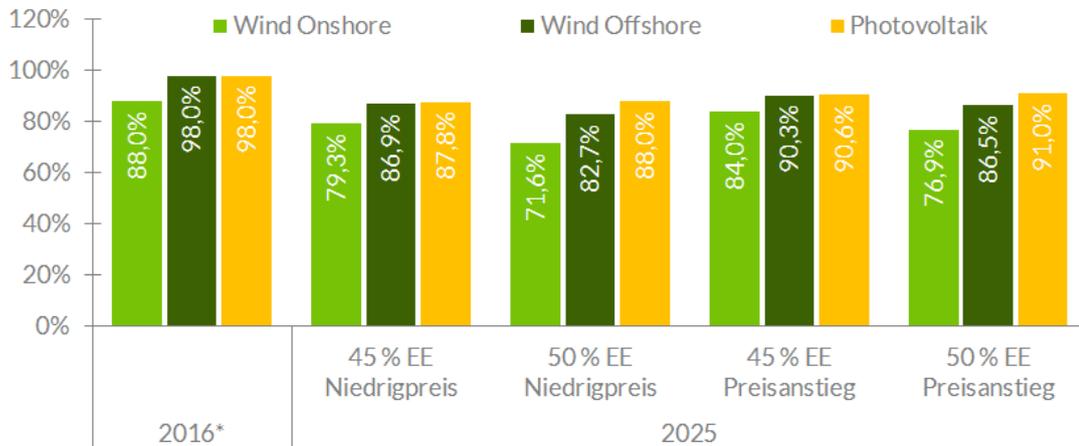
Einspeisestrukturen. Die zeitlich davon abweichende Einspeisestruktur der Photovoltaik hingegen führt dazu, dass sich die Marktwertfaktoren dieser Technologie bei stärkerem Ausbau der Windenergie als leicht höher erweisen als im Szenario mit geringerem Ausbau.

Höhere Commodity-Preise (Szenarien 3 und 4 im Vergleich zu 1 und 2) führen erkennbar zu höheren Marktwertfaktoren bei allen drei EE-Technologien, bei Windenergie in deutlich stärkerem Ausmaß als bei der PV. Dieser Effekt ist dadurch begründet, dass sich durch insbesondere höhere CO<sub>2</sub>-Preise eine deutliche Angleichung der Erzeugungskosten von kohle- bzw. erdgasbefeuerten Kraftwerken ergibt und dadurch eine vergleichsweise flache Angebotsfunktion (Merit-Order) resultiert. Dadurch verringert sich insgesamt die Preisvolatilität am Strommarkt. In der Folge sind die fluktuierenden EE-Erzeugungsanlagen geringeren Preiseffekten ausgesetzt als in den Szenarien mit niedrigeren Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen – mit entsprechend positiver Auswirkung auf die Marktwertfaktoren der EE.

---

<sup>22</sup> Der Marktwertfaktor definiert das Verhältnis des Marktwertes der EE-Technologie in Bezug zum Wert einer komplett konstanten Einspeisung über den gewählten Zeitraum. Der Marktwertfaktor ergibt sich somit als Verhältnis zwischen spezifischen Gesamterlösen je Technologie und dem Base-Preis.

ABBILDUNG 3-3: MARKTWERTFAKTOREN FÜR FLUKTUIERENDE EE IM JAHR 2025



Quelle: Eigene Berechnungen; \*2016: ENERGY BRAINPOOL (2015): EEG-Mittelfristprognose 2016-2020

### EEG-Differenzkosten

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Szenarien auf die EEG-Differenzkosten sind in Abbildung 3-4 dargestellt. Demnach ist bei einem gegenüber heute gleich bleibendem niedrigen Niveau der Commodity-Preise (Szenario 1 und 2) mit einem Anstieg

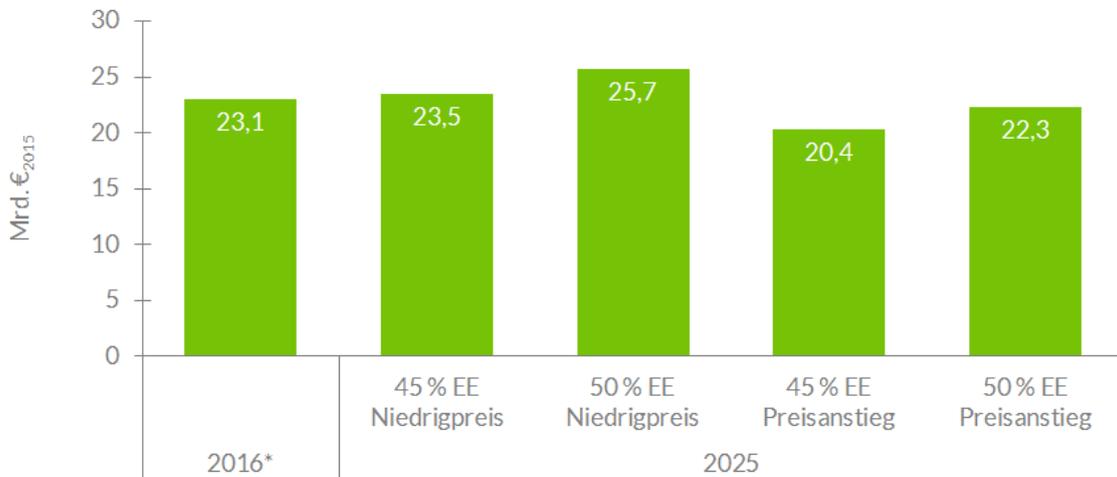
#### EEG-Differenzförderkosten im Jahr 2025:

- Eine EE-Anteilsdifferenz von + 5 % am Bruttostromverbrauch durch einen stärkeren Ausbau von Wind Onshore erhöht die EEG-Differenzkosten um rund 2 Mrd. €<sub>2015</sub>.
- Bei langfristig steigenden Commodity-Preisen ist auch für den Fall eines EE-Anteils von 50 % ein moderater Rückgang der EEG-Differenzkosten gegenüber heute zu erwarten.

der EEG-Differenzkosten in Höhe von 0,4 bis 2,6 Mrd. €<sub>2015</sub> bis 2025 zu rechnen.<sup>23</sup> Für den Fall steigender Commodity-Preise (Szenario 3 und 4) und damit auch steigender Strompreise kann hingegen von einem gegenüber heute sinkenden Niveau der EEG-Differenzkosten ausgegangen werden. Der Effekt des zusätzlichen Ausbaus von Wind Onshore auf die EEG-Differenzkosten liegt für beide Commodity-Preisniveaus bei rund 2 Mrd. €<sub>2015</sub>.

<sup>23</sup> Bei der Berechnung der realen Größen wird eine Inflationsrate von 1 % pro Jahr unterstellt.

ABBILDUNG 3-4: EEG-DIFFERENZKOSTEN IM JAHR 2025



Quelle: Eigene Berechnungen; \* für 2016: ÜNB (2015)

### Berechnung und Zusammensetzung der EEG-Umlage nach Technologien

Die in Abbildung 3-5 für die unterschiedlichen Szenarien dargestellte EEG-Umlage spiegelt grundsätzlich die vorherigen Ergebnisse der EEG-Differenzkosten wider<sup>24</sup>. Demnach steigt die EEG-Umlage in den Szenarien niedriger Commodity-Preise gegenüber dem heutigen Niveau (2016) um 0,1 €-ct<sub>2015</sub> je kWh (Szenario 1 mit 45 % EE-Anteil) bzw. 0,7 €-ct<sub>2015</sub> je kWh (Szenario 2 mit 50 % EE-Anteil). Unter der Annahme eines wahrscheinlicheren Anstiegs der Commodity-Preise bis 2025 ist von einer gegenüber dem heutigen Niveau sinkenden EEG-Umlage um 0,8 €-ct<sub>2015</sub> je kWh (Szenario 3 mit 45 % EE-Anteil) bzw. 0,3 €-ct<sub>2015</sub> je kWh (Szenario 4 mit 50 % EE-Anteil) auszugehen.

<sup>24</sup> Neben den EEG-Differenzkosten beinhaltet die EEG-Umlage auch die Kostenkomponente der Liquiditätsreserve. Im Rahmen der Untersuchung gehen wir davon aus, dass diese, wenn sie langfristig vollständig aufgebaut ist, zukünftig zu keinen zusätzlichen Belastungen in der Berechnung der EEG-Umlage führen wird. Darüber hinaus fließt in die Berechnung der EEG-Umlage auch ein EEG-Kontoausgleich zwischen einzelnen Jahren ein. Hiermit werden Prognosefehler bei der Berechnung der EEG-Umlage nachträglich ausgeglichen. Im Rahmen dieser Untersuchung gehen wir davon aus, dass sich diese Prognosefehler über die Jahre gesehen ausgleichen. Von einer Berücksichtigung wird daher abstrahiert.

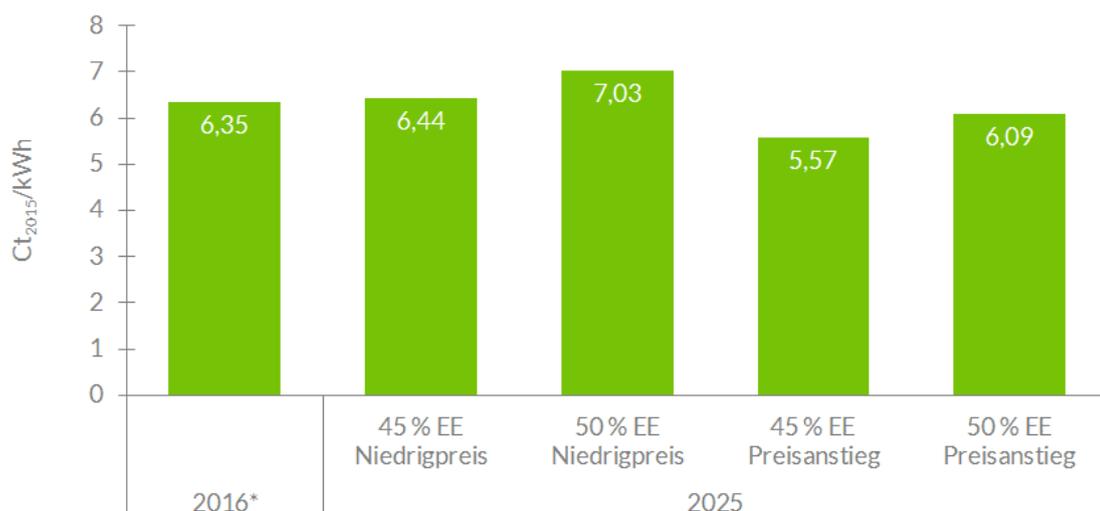
Die Förderung der Bestandsanlagen beeinflusst auch mittelfristig maßgeblich die Höhe der EEG-Umlage. Allerdings hängt die zukünftige Entwicklung der EEG-Umlage zusätzlich von der zukünftigen Technologieauswahl ab. So würde sich eine stärkere Fokussierung auf vergleichsweise kostengünstige EE-Technologien

durch geringere EEG-Differenzkosten und damit einer niedrigeren EEG-Umlage bemerkbar machen. Würden bspw. zusätzliche 20 TWh Stromerzeugung auf Basis Wind Offshore durch 20 TWh Stromerzeugung auf Basis Wind Onshore substituiert, so würde dies zu einer Reduktion der EEG-Differenzkosten von rund 1 Mrd. €<sub>2015</sub> bzw. einer Verminderung der EEG-Umlage um rund 0,25 €-ct<sub>2015</sub> je kWh im Jahr 2025 führen.

#### EEG-Umlage im Jahr 2025:

- Eine EE-Anteilsdifferenz von + 5 % am Bruttostromverbrauch durch einen stärkeren Ausbau von Wind Onshore erhöht die EEG-Umlage um 0,5 bis 0,6 €-ct<sub>2015</sub>/kWh.
- Die Entwicklung der Commodity-Preise hat maßgeblichen Einfluss auf den zukünftigen Trend der EEG-Umlage.
- Durch Auswahl vergleichsweise kostengünstiger EE-Technologien lässt sich die zukünftige EEG-Umlage vermindern. So würde bspw. die Substitution von 20 TWh Erzeugung auf Basis Wind Offshore durch Wind Onshore die EEG-Umlage um knapp 0,25 €-ct<sub>2015</sub>/kWh reduzieren.
- Trotz steigender Erzeugungsmengen von Wind Onshore wird die EEG-Umlage durch Wind Onshore in 2025 gegenüber 2016 nicht zusätzlich belastet.

ABBILDUNG 3-5: EEG-UMLAGE IM JAHR 2025

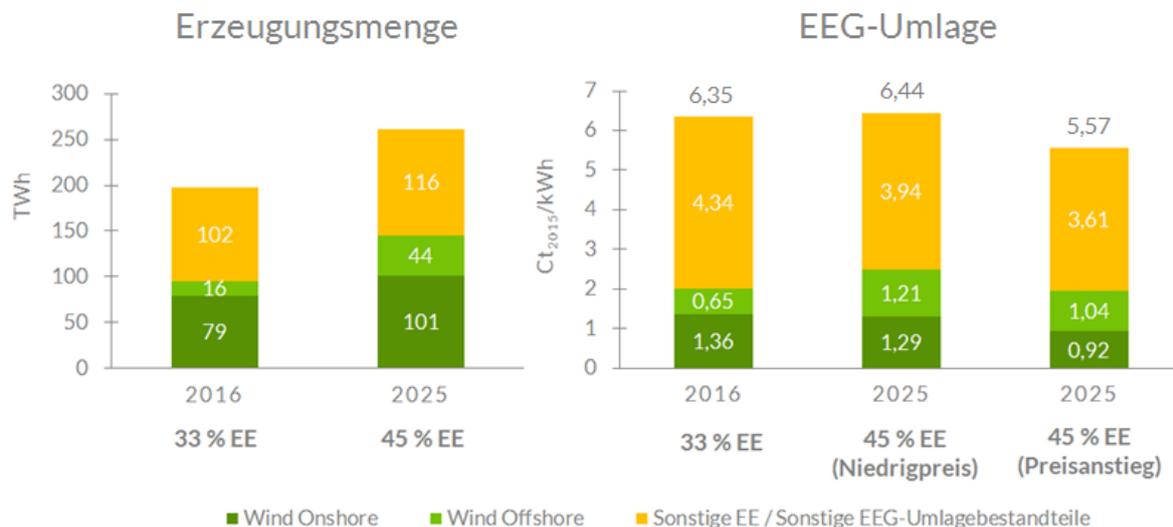


Quelle: Eigene Berechnungen; \*2016: ÜNB (2015)

Abbildung 3-6 zeigt, dass trotz steigender Erzeugungsmengen von Wind Onshore die EEG-Umlage durch Wind Onshore in 2025 gegenüber 2016 nicht zusätzlich belastet wird.

Bei der EEG-Umlage (2016: 6,35 €-ct<sub>2015</sub> je kWh) entfällt auf Wind Onshore ein Anteil von 1,36 €-ct<sub>2015</sub> je kWh. Trotz steigender Stromerzeugung von Wind Onshore (+23 TWh ggü. 2015) sinkt der Anteil von Wind Onshore an der EEG-Umlage bei Erreichen eines EE-Anteils von 45 % sogar moderat. Hauptgrund ist einerseits die sinkende Durchschnittsvergütung für Wind Onshore aufgrund der kostengünstigeren Neuanlagen sowie die Umstellung auf das einstufige Referenzertragsmodell. Dem steht ein deutlicher Anstieg bei den Kosten für Wind Offshore gegenüber. Während heute rd. 0,7 €-ct<sub>2015</sub> je kWh auf Offshore entfallen, erhöht sich dieser Wert im Jahr 2025 auf rund 1,2 €-ct<sub>2015</sub> je kWh (45 %-EE-Anteil).

**ABBILDUNG 3-6: AUFTEILUNG DER EE-STROMERZEUGUNG (LINKE GRAFIK) UND EEG-UM-LAGE (RECHTE GRAFIK) NACH TECHNOLOGIEN**



Quelle: Eigene Berechnungen; 2016: ÜNB (2015)

### Endverbraucherbelastung (Base-Preis und EEG-Umlage)

Die alleinige Betrachtung der EEG-Differenzkosten bzw. der EEG-Umlage greift bei der Abschätzung und Beurteilung der Kosten der EE-Förderung für den Endverbraucher zu kurz. Die Höhe der EEG-Umlage bzw. der EEG-Differenzkosten sind kein Indikator für die Gesamtförderkosten der EE. Vielmehr muss neben der

EEG-Umlage insbesondere der Strompreis zusätzlich berücksichtigt werden.<sup>25</sup> Der Grund dafür liegt an dem Effekt der sogenannten kommunizierenden Röhren von Strompreis und EEG-Umlage. Ein steigender Strompreis (Base) führt aufgrund des damit einhergehenden Anstiegs der Markterlöse der EE gleichzeitig zu einer Verringerung der EEG-Umlage in einer ähnlichen Größenordnung. Umgekehrt erhöht ein sinkender Strompreis die EEG-Umlage. Für den Endverbraucher ist stets die Summe aus EEG-Umlage und Base-Preis von Relevanz.

#### Endverbraucherbelastung im Jahr 2025:

- Abhängigkeit von Großhandelsstrompreisen und EEG-Umlage: Strompreisanstieg reduziert in nahezu gleicher Höhe EEG-Umlage und umgekehrt.
- Eine Steigerung des EE-Anteils von + 5 % führt für den nicht-privilegierten Endverbraucher zu einem Preisanstieg von rund 0,2 bis 0,3 €-ct<sub>2015</sub> je kWh in 2025. Dieses Ergebnis ist robust gegenüber unterschiedlichen Commodity-Preisniveaus.
- Die zukünftige EE-Förderung sollte verstärkt auf Kosteneffizienz achten. Vergleichsweise kostengünstige Technologien sollten insbesondere zur Zielerreichung genutzt werden.
- Innerhalb der Erneuerbaren Energien mit noch ausreichend zur Verfügung stehendem Ausbaupotenzial ist die Windenergie an Land derzeit die kostengünstigste Erzeugungsoption.

In Abbildung 3-7 ist die jeweilige zusätzliche Belastung der nicht-privilegierten Endverbraucher (Summe aus Base-Preis und EEG-Umlage) durch Erhöhung des EE-Anteils von 45 % auf 50 % dargestellt. Demnach muss ein nicht-privilegierter Endverbraucher für seinen Strom bei einer Erhöhung des EE-Anteils von 45 % auf 50 % in 2025 lediglich 0,3 €-ct<sub>2015</sub> je kWh (Szenario mit niedrigen Commodity-Preisen) bzw. 0,23 €-ct<sub>2015</sub> je kWh (Szenario mit steigenden Commodity-Preisen) zusätzlich zahlen. Bei einem angenommenen Haushaltsstrompreis von 29 €-ct<sub>2015</sub> je kWh für private Haushalte macht die Kostensteigerung rund 1 % aus.

Im Rahmen der zukünftigen Förderung der Erneuerbaren Energien und der Umsetzung der Energiewende sollte verstärkt auf Kosteneffizienz geachtet werden. Da-

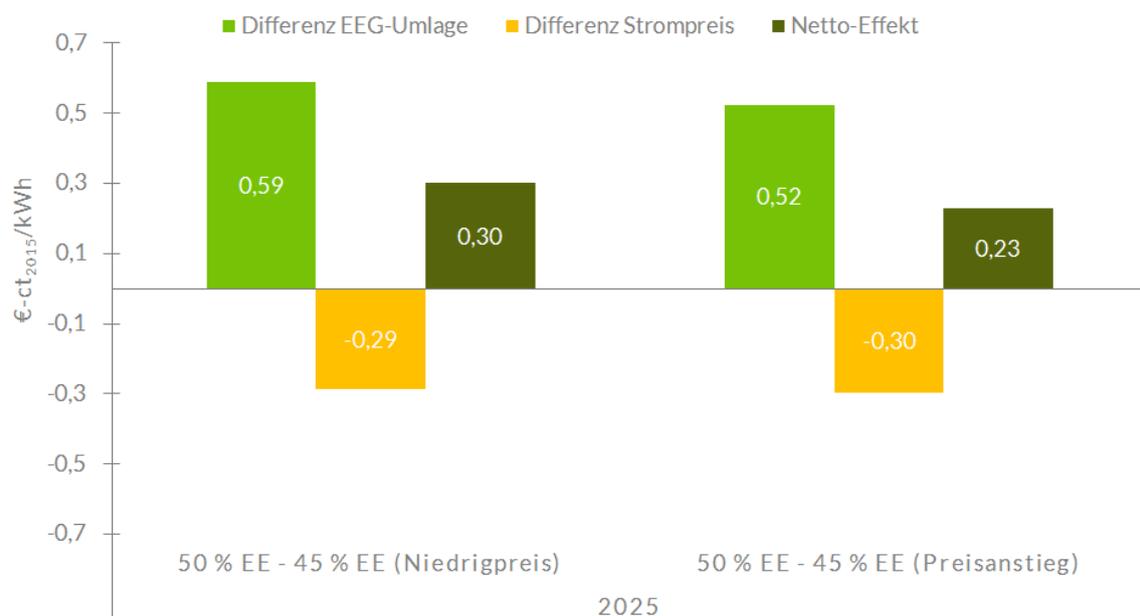
---

<sup>25</sup> Neben der EEG-Umlage und dem Strompreis (Base) werden auch andere Bestandteile des Endverbraucherpreises durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien beeinflusst. So sind bspw. zusätzlich erforderliche Ausbau- und Verstärkungskosten des Stromnetzes mit einzubeziehen. Da im Rahmen dieser Analyse selbst für die Szenarien eines hohen Wind Onshore Zubaus die installierte Leistung in 2025 noch unterhalb der Annahmen im Rahmen des Netzentwicklungsplans liegen, würde der stärkere Ausbau nicht zu einem höheren Netzausbau gegenüber den derzeitigen Planungen führen. Daher wird für den angenommenen höheren Ausbaupfad für Wind Onshore in Szenario 3 und 4 von keinem gegenüber heutigen Planungen zusätzlichen Ausbaubedarf ausgegangen.

bei sollten insbesondere vergleichsweise kostengünstige Technologien zur Zielerreichung genutzt werden. Innerhalb der Erneuerbaren Energien gehört die Windenergie an Land zu den derzeit kostengünstigsten Erzeugungsoptionen mit noch ausreichend zur Verfügung stehendem Ausbaupotenzial.

Das aktuelle Eckpunktepapier sieht vor, für EE-Technologien wie Wind Offshore, Photovoltaik und Biomasse auch weiterhin einen technologiespezifischen Zubau(korridor) vorzugeben. Die Einhaltung des 40-45 %-EE-Anteilskorridor in 2025 soll zukünftig über die Ausschreibungsmenge bei Windenergie an Land gesteuert werden. Hinsichtlich eines möglichst kostengünstigen Ausbaus von Erneuerbaren Energien zur Erreichung dieses EE-Anteilziels ist diese Regelung kritisch zu prüfen.

**ABBILDUNG 3-7: ZUSÄTZLICHE ENDVERBRAUCHERBELASTUNG IM JAHR 2025 (BASE-PREIS UND EEG-UMLAGE) DURCH ERHÖHUNG DES EE-ANTEILS UM 5 %-PUNKTE**



Quelle: Eigene Berechnungen

## 4 Literaturverzeichnis

**Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2015):** Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern, Stand 11.12.2015, zuletzt abgerufen am 18.02.2016 unter:

[http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&file-Name=20151211\\_brd\\_stromerzeugung1990-2015.pdf](http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&file-Name=20151211_brd_stromerzeugung1990-2015.pdf).

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016):** EEG-Novelle 2016 - Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG, Stand 15.02.2016, zuletzt abgerufen am 18.02.2016 unter

[http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Hintergrundinformationen/eeg-novelle-2016-fortgeschriebenes-eckpunktepapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Hintergrundinformationen/eeg-novelle-2016-fortgeschriebenes-eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile&v=6).

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016b):** Zahlen und Fakten – Energiedaten, Stand 12.01.2016, zuletzt abgerufen am 10.02.2016 unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>.

**Bundesregierung (2015):** Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes, Gesetzentwurf der Bundesregierung, Beschlussfassung des Bundeskabinetts vom 04.11.2015, zuletzt abgerufen am 18.02.2016 unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

**Deutscher Bundestag (2015):** Gesetz zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG 2016), vom 21. Dezember 2015, veröffentlicht im Bundesgesetzblatt Jahrgang 2015 Teil I Nr. 55, ausgegeben zu Bonn am 30. Dezember 2015.

**Deutsche Windguard (2015):** Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update, Studie für den BWE und den VDMA, , Varel: Dezember 2015.

**Energy Brainpool (2015):** Ermittlung der Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken, Studie für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, im Auftrag der Amprion GmbH, finale Version, Berlin: Oktober 2015.

**European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2014):** Ten Year Network Development Plan 2014, Brüssel: Dezember 2014.

**Europäische Kommission (2013):** EU energy, transport and greenhouse emissions trends up to 2050, Luxemburg: Dezember 2013.

**Fichtner/Prognos (2013):** Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland, Studie im Auftrag der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE und Partner, Berlin: August 2013.

**Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) (2015):** Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2016 bis 2020, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Karlsruhe: Oktober 2015.

**International Energy Agency (IEA) (2015):** World Energy Outlook 2015, Paris: 2015.

**r2b energy consulting (2014):** Leitstudie Strommarkt – AP 3 Funktionsweise EOM und Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, Köln: 2014.

**50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH (ÜNB) (2015):** Prognose der EEG-Umlage 2016 nach AusglMechV, Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB, Stand 15.10.2015, zuletzt abgerufen am 18.02.2016 unter [http://www.netztransparenz.de/de/file/20151015\\_Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2016.pdf](http://www.netztransparenz.de/de/file/20151015_Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2016.pdf).

**50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT**

**TSO GmbH (ÜNB) (2015b):** Stamm- und Bewegungsdaten, Stand: 2014, zuletzt

abgerufen am 12.01.2016 unter

<https://www.transnetbw.de/de/eeg-kwk-g/eeg/eeg-jahresabrechnung>

<http://www.tennet.eu/de/kunden/eegkwkg/erneuerbare-energien-gesetz/eeg-daten-nach-77/einspeisung-und-anlagenregister.html>

<http://www.amprion.net/eeg-anlagenstammdaten-aktuell>

<http://www.50hertz.com/de/EEG/Veroeffentlichung-EEG-Daten/EEG-Anlagen-stammdaten>.

**50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT**

**TSO GmbH (ÜNB) (2016):** Prognose der EEG-Umlage 2013, 2014, 2015 der ÜNB,

zuletzt abgerufen am 18.02.2016 unter

<http://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>.