

Kremheller, Antonia; Schaefer, Thilo

Working Paper

EEG - eine neue Kostenabschätzung: Mögliche Entwicklungen der Förderkosten bis 2020 und 2025

IW-Policy Paper, No. 15/2018

Provided in Cooperation with:

German Economic Institute (IW), Cologne

Suggested Citation: Kremheller, Antonia; Schaefer, Thilo (2018) : EEG - eine neue Kostenabschätzung: Mögliche Entwicklungen der Förderkosten bis 2020 und 2025, IW-Policy Paper, No. 15/2018, Institut der deutschen Wirtschaft (IW), Köln

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/183190>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



IW-Policy Paper 15/18

EEG: Eine neue Kostenab- schätzung

Mögliche Entwicklungen der Förderkosten bis 2020 und 2025
Antonia Kremheller und Thilo Schaefer

Köln, 08.10.2018

Kontaktdaten Ansprechpartner

Dr. Thilo Schaefer
+49 (0)221 / 4981 - 791
thilo.schaefer@iwkoeln.de

Institut der deutschen Wirtschaft Köln
Postfach 10 19 42
50459 Köln

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1 Ergebnisse im Überblick	5
2 Hintergrund und Ziel der Studie	10
3 Vorgehen	12
4 Vorstellung der Szenarien	13
5 Entwicklung der Förderkosten bis 2025	16
5.1 Regierungsszenario	16
5.2 Szenario „Hoch“	22
5.3 Szenario „Niedrig“	29
5.4 Kostenveränderung durch Strompreisschocks	34
6 Fazit	35
7 Beschreibung der Szenarien im Detail	38
7.1 Regierungsszenario	38
7.1.1 Windenergie an Land	39
7.1.2 Wind Offshore	41
7.1.3 Solaranlagen	42
7.1.4 Biomasse	43
7.1.5 Wasserkraft, Geothermie, Deponie-, Klär- und Grubengas	44
7.1.6 Strompreise, Marktwerte und vermiedene Netznutzungsentgelte	45
7.1.7 Erlöschen von Förderberechtigungen	46
7.2 Szenario „Hoch“ und Szenario „Niedrig“	46
7.2.1 Windenergie an Land	49
7.2.2 Wind Offshore	50
7.2.3 Solaranlagen	50
7.2.4 Biomasse	51
7.2.5 Strompreise, Marktwerte und vermiedene Netznutzungsentgelte	51
8 Literatur	52
Tabellenverzeichnis	55
Abbildungsverzeichnis	55

JEL-Klassifikation:

H23 - Externe Effekte; Umverteilungseffekte; Umweltsteuer

Q42 - Alternative Energiequellen

Q58 - Umweltökonomie: Regierungspolitik

Zusammenfassung

In der vorliegenden Studie wird die zukünftige Entwicklung der EEG-Umlage prognostiziert. Für die Berechnung der Umlage werden die zukünftigen Förderkosten, welche sich aus der Differenz der Auszahlungen an die Betreiber der Anlagen und den Einnahmen durch die Vermarktung des Stroms aus erneuerbaren Energien ergeben, in drei Szenarien abgeschätzt. In einem Szenario werden die Annahmen beziehungsweise geplanten Ausbaupfade der Regierung für die Berechnung berücksichtigt. In zwei weiteren Szenarien werden eher pessimistische oder auch optimistische Annahmen bezüglich der Strompreisentwicklung und weiterer Faktoren getroffen. Somit erlaubt der Vergleich der drei Szenarien eine realistische Schätzung für einen Korridor, in dem sich die zukünftigen Kosten bewegen werden.

Insgesamt zeigen die drei Szenarien, dass der Höhepunkt der Förderkosten erneuerbarer Energien und damit der EEG-Umlage noch vor 2027 erreicht sein wird. Ab wann genau und wie stark der EEG-Umlagebetrag sinkt, hängt jedoch vom Szenario ab. In den Jahren 2019 bis 2027, dem Betrachtungszeitraum der Prognose, liegt die EEG-Umlage in allen drei Szenarien über 5,5 Cent. Im Szenario hoch und im Regierungsszenario sinkt sie mit Ausnahme von 2019 nicht unter dem bisherigen Umlagebetrag für 2018 von 6,79 Cent.

Die gesamten jährlichen Förderkosten betragen 2018 laut der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 25,6 Milliarden. Im Szenario hoch der vorliegenden Studie steigen diese Förderkosten bis 2027 linear auf 33,5 Milliarden Euro an, während sie in dem Szenario niedrig und im Regierungsszenario zunächst ansteigen und ab 2023 über den Zeitverlauf hinweg sinken. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass ab 2020 Altanlagen, die relativ hohe Kosten verursachen, aus der Förderung gehen, und prognostiziert wird, dass die zukünftigen Auszahlungen an die Anlagebetreiber niedriger sein werden. Zudem ist zu berücksichtigen, dass der Strompreis in den Szenarien hoch und niedrig als höher geschätzt wird als der Strompreis von 2018. Daher kann der Strom aus Bestandsanlagen zu einem höheren Preis als bisher vermarktet werden, was die Differenzkosten weiter senkt.

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei den zusätzlichen Förderkosten. Diese steigen in den Szenarien bis 2022 an, doch danach überwiegt in den Szenarien niedrig und im Regierungsszenario der Effekt der aus der Förderung gehenden Altanlagen gegenüber den neu zugebauten Anlagen.

Die dargestellten Effekte schlagen sich entsprechend im EEG-Umlagebetrag nieder. Im Regierungsszenario wird dieser bis 2021 auf 7,8 Cent ansteigen und sich in den darauffolgenden Jahren leicht absenken, bis er 2027 7,1 Cent erreicht.

Jedoch muss erwähnt werden, dass aufgrund der Vielzahl an Parametern und der Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Stromnachfrage und der anderen Faktoren keine verlässliche Aussage über einen langen Prognosezeitraum getroffen werden kann. Insbesondere der Strompreis, dessen Preisentwicklung kaum vorhersehbar ist, hat große Auswirkungen auf die Höhe der EEG-Umlage und stellt dadurch ein hohes Risiko in der Praxis der EEG-Umlage dar.

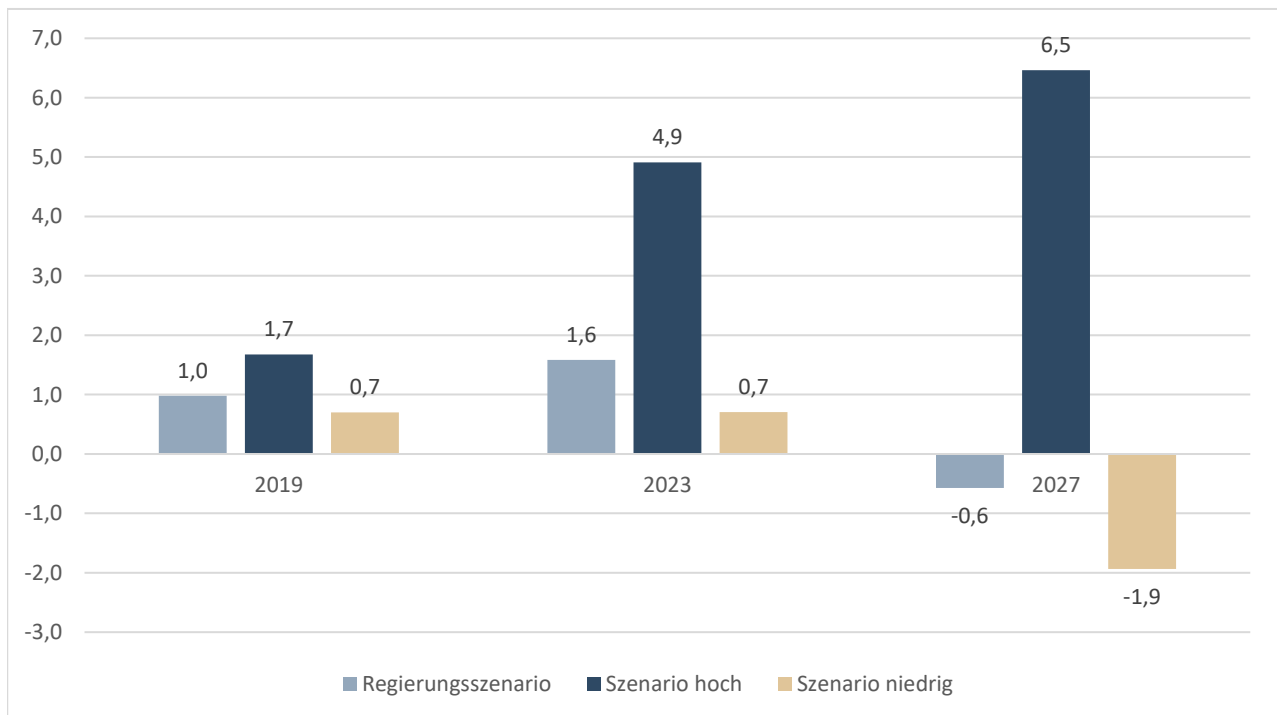
1 Ergebnisse im Überblick

Jährliche Förderkosten für Neuanlagen und Rückbau von Altanlagen bis 2027

Im Regierungsszenario steigen die jährlichen zusätzlichen Förderkosten von 0,9 Milliarden 2019 auf 1,6 Milliarden im Jahr 2023. In den darauf folgenden Jahren reduzieren sich die zusätzlichen Förderkosten und 2027 werden sie in diesem Szenario erstmalig negativ (-0,6 Milliarden). Dies ist vor allem auf negative Förderkosten bei den Windanlagen am Land (-486 Millionen), den Biomasseanlagen (-604 Millionen) und Solaranlagen (-368 Millionen) zurückzuführen. Negative Zusatzkosten in diesen Technologien bedeuten, dass der Rückgang der Kosten durch den Rückbau von Altanlagen größer ist als der Anstieg der Kosten durch die Förderung von Neuanlagen. Für Windenergie auf See steigen dagegen die Förderkosten bis 2026 und betragen 2027 525 Millionen. Die Kosten sind in dieser Technologie höher, da Windenergie auf See erstmals 2009 im Rahmen des EEG gefördert wurde und deshalb im Betrachtungszeitraum keine Anlagen rückgebaut werden.

Abbildung 1-1: Jährliche Differenzkosten für Neuanlagen ab 2019

in Milliarden Euro, alle Szenarien



Quelle: Eigene Berechnungen

Im Szenario hoch steigen die jährlichen Förderkosten durch Neuanlagen von 1,7 Milliarden 2019 auf 4,9 (6,5) Milliarden im Jahr 2023 (2027). Ihr Maximum erreichen die zusätzlichen Förderkosten 2026 mit 6,7 Milliarden. Kostentreibend sind in diesem Szenario insbesondere die Energieträger Windenergie an Land und auf See, welche 2027 3,3 Milliarden beziehungsweise 2,5 Milliarden Euro betragen werden. Da in diesem Szenario mit einem doppelten Zubau in Wind-, Solarenergie und Biomasse kalkuliert wird, übersteigen die Kosten die beiden anderen Szenarien deutlich. Hinzu kommt, dass in dem Szenario hoch die geringen Strompreise, welche die Einnahmen aus der Vermarktung des Stromes aus erneuerbaren Energien verringern, kostentreibend wirken.

Im Szenario niedrig betragen die Förderkosten für Neuanlagen etwa 700 Millionen im Jahr 2019. Die zusätzlichen Förderkosten steigen bis 2021 auf 1,1 Milliarden und sinken danach schnell, bis sie 2027 -1,9 Milliarden erreichen. Ähnlich wie im Regierungsszenario sind vor allem Windenergie an Land (-1,1 Milliarden), Biomasse (-608 Millionen) und Solarenergie (-591 Millionen) für die Kostensenkung verantwortlich. In diesen Technologien werden ab 2020 die Altanlagen abgebaut, und zusätzlich erbaute Anlagen können zu einer geringeren Vergütung installiert werden sowie gleichzeitig zu einem höheren Strompreis vermarktet werden.

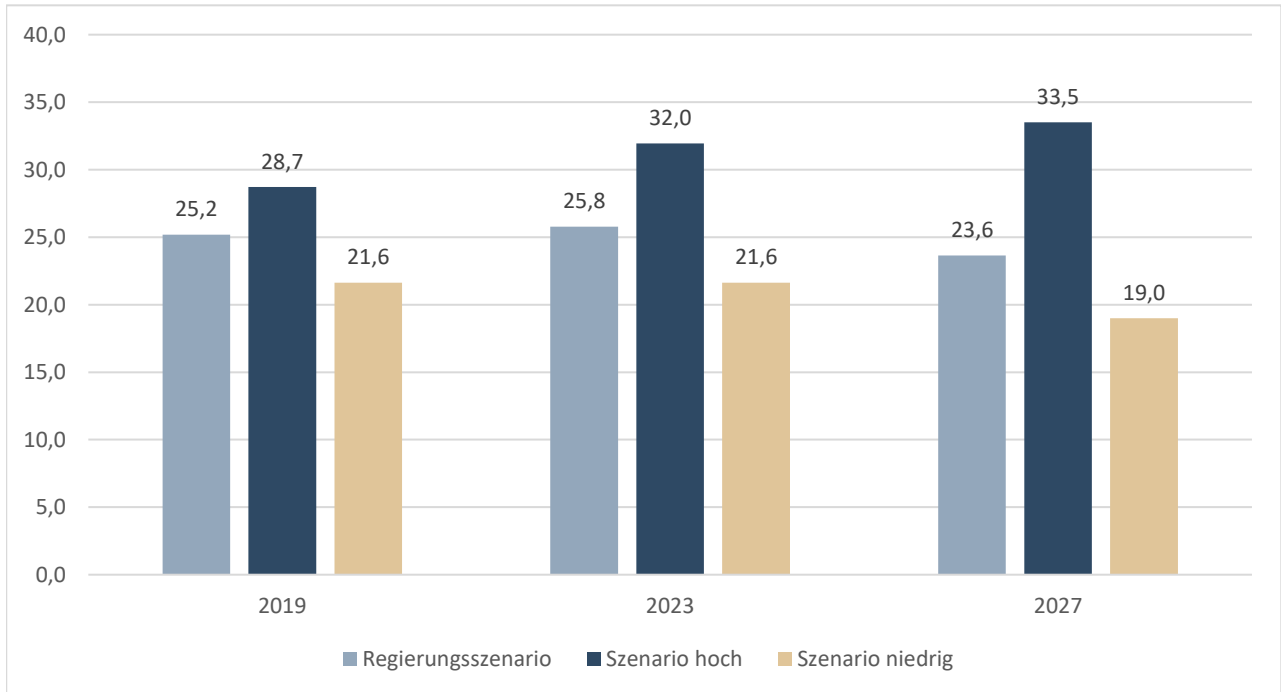
Jährliche Förderkosten gesamt bis 2027

2018 betragen die Förderkosten laut der letztjährigen Prognose der ÜNB (Übertragungsnetzbetreiber) 25,6 Milliarden. Diese Förderkosten sinken im Regierungsszenario 2019 auf 25,2 Milliarden, was vor allem darauf zurückzuführen ist, dass die 2019 produzierte Strommenge zu einem höheren Strompreis vermarktet werden kann. Bestandsanlagen erfahren aufgrund des höheren Strompreises eine Bestandsaufwertung von jährlich 1,4 Milliarden. Bis 2023 steigen die Förderkosten zunächst, doch aufgrund der negativen Förderkosten von Neuanlagen sinkt die Deckungslücke von 25,8 im Jahr 2023 auf 23,6 im Jahr 2027.

Im Szenario hoch steigen die gesamten Förderkosten bis 2026 in etwa linear auf 33,7 Milliarden an, 2027 sinken sie leicht auf 33,5 Milliarden. Im Gegensatz zu den anderen beiden Szenarien wird im Szenario hoch ein geringerer Strompreis als 2018 angenommen, weshalb die Bestandsanlagen jährlich circa 1,5 Milliarden weniger einnehmen. Des Weiteren steigen in diesem Szenario durch den erhöhten Zubau an Neuanlagen die zusätzlichen Förderkosten aus Neuanlagen auf 5 bis 6 Milliarden Euro in den Jahren 2024 bis 2027, was die Gesamtkosten weiter erhöht.

Abbildung 1-2: Jährliche Differenzkosten gesamt

in Milliarden Euro, alle Szenarien



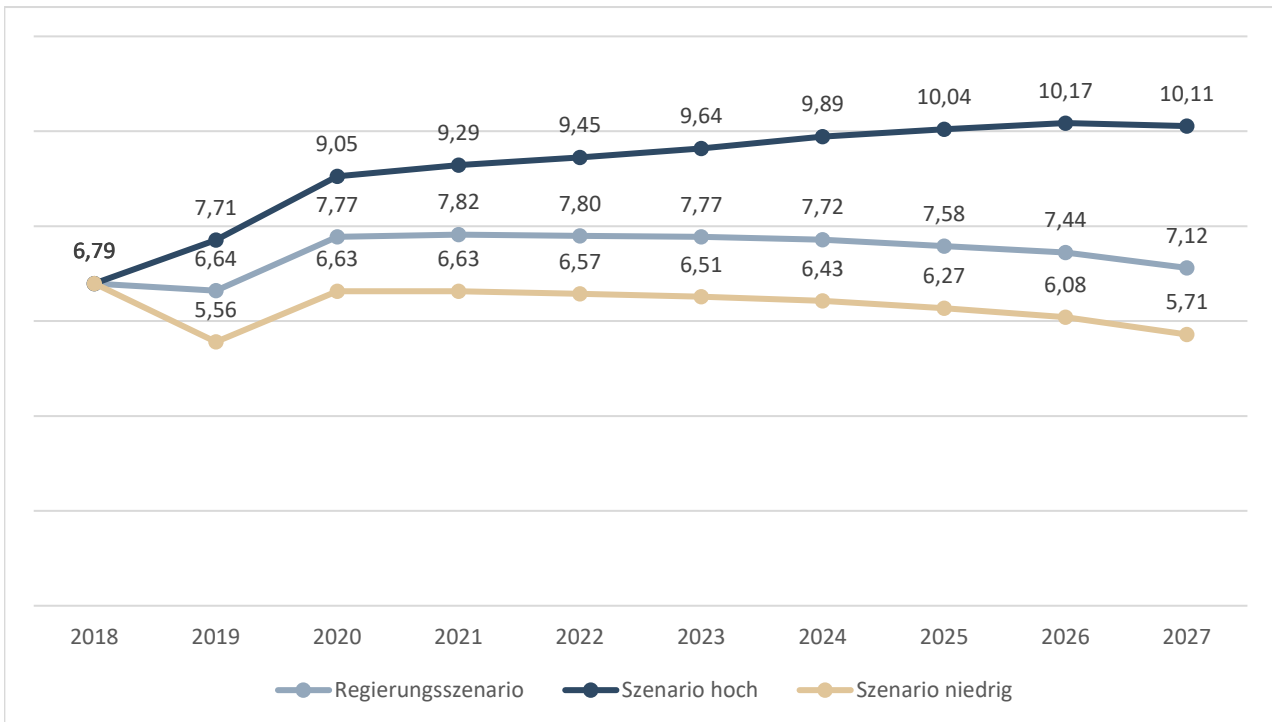
Quelle: Eigene Berechnungen

Im Szenario niedrig sind die Effekte eines höheren Strompreises sowie der negativen Förderkosten von Neuanlagen noch stärker als im Regierungsszenario. Die gesamten Förderkosten sinken im Szenario niedrig 2019 und 2023 auf 21,6 Milliarden. 2027 macht sich der Effekt der aus der Förderung gehenden Anlagen bemerkbar, die Förderkosten betragen dann nur noch 19,0 Milliarden. Die Aufwertung der Bestandsanlagen, deren Strom zu einem höheren Preis als bisher vermarktet werden kann, beträgt in diesem Szenario jährlich 4,6 Milliarden.

Entwicklung der EEG-Umlage

Abbildung 1-3: Entwicklung der EEG-Umlage

in Cent je Kilowattstunde, alle Szenarien



Quelle: Eigene Berechnungen

Aus den entstandenen Kosten durch die EEG-Vergütung der erneuerbaren Energien-Anlagen abzüglich der Vermarktung an der Strombörse lassen sich die Differenzkosten berechnen, welche auf die Letztverbraucher umgelegt werden. Der Umlagebetrag, welcher als EEG-Umlage bezeichnet wird, sinkt in der vorliegenden Prognose 2019 zunächst im Referenzszenario und im Szenario niedrig. Bis 2021 steigt die EEG-Umlage im Referenzszenario auf 7,82 Cent, da in diesem Zeitraum auch die Förderkosten durch Neuanlagen steigen. Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Anstieg der EEG-Umlage um circa 5 Prozent. Ab 2022 sinkt die EEG-Umlage im Referenzszenario, sie bleibt jedoch bis 2027 über 7 Cent und damit über der EEG-Umlage für das Jahr 2018.

Im Szenario niedrig verläuft die Entwicklung der EEG-Umlage in etwa parallel zum Referenzszenario. Das Maximum wird auch in diesem Szenario 2021 erreicht, es liegt mit 6,63 Cent allerdings knapp unter der diesjährigen EEG-Umlage von 6,79 Cent. Ab 2022 senken der angenommene konstant hohe Strompreis und der Rückbau der Altanlagen weiter die Kosten, sodass sie 2027 auf 5,71 Cent sinkt, ein Niveau das zuletzt in etwa 2013 erreicht wurde (5,28 Cent).

Im Szenario hoch ist dagegen mit einem bis 2026 linear ansteigenden EEG-Umlagebetrag zu rechnen. Bereits im Jahr 2019 steigt die Umlage trotz des Kontoausgleichs um 0,9 Cent im Vergleich zum Vorjahr und steigt bis 2026 um durchschnittlich 5,3 Prozent auf 10,17 Cent. 2027 macht sich erstmals der Effekt der aus der Förderung gehenden Anlagen bemerkbar, wodurch die zusätzlichen Förderkosten sinken und die EEG-Umlage infolgedessen leicht sinkt.

Die Ergebnisse der vorliegenden Studie beruhen auf zahlreichen Annahmen und Vereinfachungen bezüglich der zukünftigen Entwicklung. Faktoren wie der Strompreis, dessen Preisentwicklung kaum vorhersehbar ist, können die Schätzungen entscheidend beeinflussen. Eine weitere Unsicherheit für die Prognose ist seit 2017 durch die Festlegung der Vergütung von größeren Wind-, Solar-, und Biomasseanlagen in Auktionen entstanden. Es ist schwer vorherzusehen, inwiefern sich die Gebote in den zukünftigen Auktionen entwickeln und ob der zukünftige Ausschreibungspfad der Regierung gedeckt werden kann. Hier sind auch Wechselwirkungen zu beachten, da eine geringere Deckung der ausgeschriebenen Menge beispielsweise die zukünftigen Gebote in den Auktionen erhöhen kann.

2 Hintergrund und Ziel der Studie

Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit den Auswirkungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes, welches 2014 verabschiedet und 2016 reformiert wurde. Ziel dieses Gesetzes ist der Ausbau erneuerbarer Energien auf 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025 und auf 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035. Bis 2050 sollen 80 Prozent des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Der derzeitige Anteil ist weitaus geringer: Für das Jahr 2017 trugen erneuerbare Energien 33,3 Prozent zum Bruttostromverbrauch bei, wobei fast 50 Prozent davon auf Windkraft zurückzuführen ist.

Um die ambitionierten Ziele zu erreichen, erhalten Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen eine im EEG festgelegte auf 20 Jahre garantierte Vergütung. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verkaufen den Strom aus erneuerbaren Energien an der Strombörse. Da der Marktwert des Stroms, der an der Börse erzielt wird, in der Regel unter der gesetzlich festgelegten Vergütung liegt, wird den ÜNB der Differenzbetrag erstattet. Alternativ kann der produzierte Strom von den Anlagebetreibern direkt vermarktet werden. Dabei wird die Differenz zwischen dem an der Börse erzielten Preis und der EEG-Vergütung durch eine Marktprämie ausgeglichen.

Finanziert wird die Vergütung der Anlagenbetreiber durch die sogenannte EEG-Umlage, welche alle Haushalte und die große Anzahl von Unternehmen als Teil des Strompreises tragen müssen. Sonderregelungen bestehen unter anderem für stromkostenintensive Unternehmen, die jährlich über eine GWh konsumieren, und Anspruch auf eine Reduktion der EEG-Umlage für den über eine GWh hinausgehenden Verbrauch haben. Laut dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zahlte der Großteil der deutschen Industrieunternehmen (circa 96 Prozent) den EEG-Umlagebetrag in voller Höhe. 2018 trugen Wirtschaftsunternehmen in etwa zwei Drittel der Umlagelast, wobei die Industrie rund 26 Prozent und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen rund 39 Prozent beitrugen. 34 Prozent werden von privaten Verbraucherinnen und Verbrauchern getragen.

Durch die Reform des EEG 2017 wird in den Technologien Solarenergie, Windenergie sowie Biomasse jährlich eine festgelegte Zubaumenge zur Auktion ausgeschrieben und an die niedrigsten Gebote vergeben. In einigen Technologien können zudem auch außerhalb der Ausschreibungen kleinere Anlagen zugebaut werden und erhalten wie vor der EEG-Novellierung eine gesetzlich festgelegte Vergütung. In den bisherigen Ausschreibungen konnten Effizienzgewinne festgestellt werden, da die bezuschlagten Gebote mit ihrem Preis im Durchschnitt weit unter der bisherigen Vergütung lagen.

Die vorliegende Studie orientiert sich an einem vorangegangenen Kurzbericht des IW zur Kostenabschätzung für die Jahre 2017 bis 2025 (Chrischilles, 2016). In jener Veröffentlichung konnte die Entwicklung der Auktionen jedoch noch nicht abgeschätzt werden, während nun die Daten für Ausschreibungen 2017 und 2018 vorliegen und in die Prognose miteinbezogen werden können. Zudem können in dieser Studie die Auswirkungen des 2017 verabschiedeten Netzentgeltmodernisierungsgesetzes berücksichtigt werden.

Im Rahmen dieses Kurzgutachtens wird insbesondere der Aspekt der Wirtschaftlichkeit im Mittelpunkt stehen. Zu diesem Zweck sollen die zusätzlichen Förderkosten der ab 2019 zugebauten Anlagen im Rahmen des EEG 2017 bis 2027 sowie deren Auswirkungen auf die EEG-Umlage ermittelt werden. Darüber hinaus werden die Förderkosten der bisher installierten Anlagen und die Kostenreduktion durch aus der Förderung gehende Anlagen berechnet. Aus diesen Prognosen ergibt sich eine Schätzung für die Entwicklung der EEG-Umlage. Diese wird in drei Szenarien berechnet, sodass ein Korridor entsteht, in dem sich die EEG-Umlage zukünftig wahrscheinlich bewegen wird. Zudem soll im Referenzszenario die Auswirkung eines positiven oder negativen Schocks auf den Strompreis analysiert und dadurch dargestellt werden, wie volatil die EEG-Umlage gegenüber dem Strompreis ist. Ziel dieser Studie ist es daher, vor dem Hintergrund der Gesetzesänderungen im EEG und erster Ergebnisse aus den Ausschreibungen die Zusatzbelastungen ab 2019 sowie den Einfluss variierender Parameter wie Auktionsgebote, Zubaumenge, Kostendegression und Strompreisentwicklung zu skizzieren.

3 Vorgehen

Zur Schätzung der Förderkosten bis 2027 wird im Wesentlichen auf das Konzept der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen, indem die ab 2019 erwarteten Ausgaben für geförderte Erneuerbare-Energien-Anlagen ermittelt und davon die erwarteten Erlöse durch den Verkauf der Strommengen auf dem Strommarkt abgezogen werden. Die Abschätzungen erfolgen technologiespezifisch in mehreren Szenarien, um die Einflüsse der verschiedenen technologiespezifischen Parameter wie Volllaststunden und Vergütung zu skizzieren.

Bei den Ausgaben werden vor allem der Ausbaupfad, die Volllaststunden sowie die Auszahlungen nach dem EEG berücksichtigt, für die Einnahmen werden der erwartete Strompreis sowie technologiespezifische Marktwerte betrachtet. Zudem werden ab 2020 auch Einsparungen berücksichtigt, die sich daraus ergeben, dass für einige Anlagen, die ab 2000 errichtet wurden, die Förderberechtigung erlischt. Errechnet werden so einerseits die zusätzlichen Netto-Förderkosten (Differenzkosten) der Neuanlagen. Außerdem muss berücksichtigt werden, dass sich der von den Bestandsanlagen eingespeiste Stromwert und damit die Förderkosten mit einem variierenden Börsenstrompreis verändert. In den drei Szenarien werden daher – abhängig von der Strompreisentwicklung – die Veränderungen in den Einnahmen durch Bestandsanlagen berechnet. Nicht berücksichtigt bleibt dabei der Effekt sinkender Marktwerte auf Bestandsanlagen, erneuerbare Energien also zunehmend nur einen geringeren Anteil des durchschnittlichen Strompreises erwirtschaften. Die so ermittelten Zusatzkosten (Förderkosten und Entwertung des Bestands durch eine Veränderung des Stromwerts) werden den bisherigen Förderkosten (der sogenannten Deckungslücke) aus dem Jahr 2018 zugerechnet (ÜNB, 2017a), um daraus wiederum die EEG-Umlage abzuschätzen. Alle sonstigen Einnahmen und Ausgaben zur Berechnung der EEG-Umlage sowie die anzulegenden Letztverbräuche werden, soweit nicht anders dargestellt, konstant im Sinne der Prognose der ÜNB für das Jahr 2018 gehalten.

Ab dem Jahr 2019 wird zudem unterstellt, dass kein Vorjahresausgleich mehr stattfindet, weil das EEG-Konto über die Zeit ausgeglichen ist, das heißt, dass die Einnahmen und Ausgaben über die Jahre treffsicher prognostiziert werden können. Die prognostizierten Werte sind nominal, also ohne Berücksichtigung der Inflationsentwicklung ausgewiesen. Die vorliegenden Berechnungen haben nicht den Anspruch, in vergleichbarer Detailtiefe und Genauigkeit wie die ÜNB zu schätzen, die für die jährliche Veröffentlichung der EEG-Umlage verantwortlich sind. Insofern sind auch die Abschätzungen der EEG-Umlage für 2019 als Orientierung zu verstehen. In Methodik und Annahmen ist die Berechnung außerdem abzugrenzen von den Berechnungen der Agora Energiewende (EEG-Rechner). Die in den Agora-Szenarien gewählten Annahmen weichen in einigen Parametern vom hier skizzierten Referenzszenario ab – teils nach oben teils nach unten – sodass hier ein direkter Vergleich nicht sinnvoll ist. Auch werden im EEG-Rechner eine Reihe weiterer Determinanten und Rückwirkungen parametrisiert, die hier als konstant angenommen werden müssen.

4 Vorstellung der Szenarien

Für die Prognose müssen Annahmen über einige Faktoren getroffen werden, welche entscheidend für die zukünftige Kostenentwicklung sind, jedoch nur schwer vorhersehbar sind. Daher werden diese Faktoren je nach Szenario unterschiedlich eingeschätzt, wobei das Regierungs-/Trendszenario von den Annahmen der Regierung ausgeht, im Szenario „hoch“ pessimistischere Annahmen und im Szenario „niedrig“ optimistischere Annahmen bezüglich der Kostenentwicklung getroffen werden. Zu den für die EEG-Kostenentwicklung entscheidenden Faktoren zählen:

■ **Ausbaupfad in den Ausschreibungen:** *Wie viel MW werden in den einzelnen Technologien jährlich zusätzlich ausgeschrieben?*

Der Gesetzgeber kann durch die Festlegung einer Ausschreibungsmenge eine obere Grenze für den Zubau in den einzelnen Technologien festlegen und die Zubaumenge direkt kontrollieren. Bisher wird die Ausbaumenge in Windenergie an Land so festgelegt, dass nach den Annahmen des BMWi die obere Grenze des Ziels, bis 2025 einen Anteil von 45 Prozent der erneuerbaren Energie am Bruttostromverbrauch, erreicht wird.¹

Es ist jedoch nicht garantiert, dass der Ausbaupfad gedeckt werden kann. Eine Erhöhung der Ausschreibungsmenge, beispielsweise um den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch zu steigern, erhöht die Differenzkosten im EEG-Konto.

■ **Ausbau außerhalb der Ausschreibungen:** *Wie viel wird in den Technologien außerhalb der Ausschreibung, insbesondere der Solarenergie, zugebaut?*

Kleinere Anlagen müssen nicht an dem Ausschreibungsverfahren teilnehmen, sondern haben weiterhin Anspruch auf eine gesetzlich festgelegte Vergütung. Die Zubaumenge außerhalb der Ausschreibung kann nur indirekt vom Gesetzgeber kontrolliert werden, etwa durch eine Senkung der Vergütung bei zu hohem Zubau.

Ein höherer Ausbau außerhalb der Ausschreibungen erhöht die Differenzkosten. Zudem sind Anlagen außerhalb der Ausschreibungen in der Regel teurer als größere Anlagen, welche an Ausschreibungen teilnehmen.

■ **Volllaststunden:** *Wie entwickeln sich die Volllaststunden in den Technologien?*

Dieser Faktor ist entscheidend für die produzierte Strommenge. Sind die Volllaststunden höher, steigt die produzierte Strommenge aus erneuerbaren Energien und entsprechend steigen auch die Förderungskosten.

¹ Die Ausbaumenge von Windenergie an Land wird mithilfe folgender Formel bestimmt: Ausbaumenge Wind an Land = Zielmenge von EEG-Strom von 45 Prozent – Strommenge aus bis 2025 erwarteten Rückbau von Altanlagen – Strommenge aus Neuanlagen außer Wind an Land

- **Kostendegression:** *Wie werden sich die Kosten für Erneuerbare-Energien-Anlagen in den nächsten Jahren entwickeln?*

Durch Kostensenkungen in den Technologien werden die Auktionsgebote im Zeitverlauf geringer, sofern die technologische Kostensenkung von den Anlagenbetreibern an den Nachfrager weitergegeben wird. Dadurch können Kosten im EEG-Konto eingespart werden.

Wird die Kostensenkung höher eingeschätzt, bedeutet dies geringere Ausgaben im EEG-Konto.

- **Auktionsgebote:** *Wie hoch ist das durchschnittliche Auktionsgebot in den einzelnen Technologien bei den nächsten Auktionen?*

Orientieren sich die Gebote an dem bisherigen Durchschnitt und sinken durch die Kostendegression im Zeitverlauf weiter, so ist dies mit geringeren Förderungskosten verbunden, als wenn zukünftig Auktionsgebote nah an dem gesetzlichen Höchstwert liegen. Der gesetzliche Höchstwert der Auktionsgebote stellt eine Obergrenze dar, die alle Bieter einzuhalten haben. Gebote oberhalb dieser Grenze werden prinzipiell nicht zugelassen.

- **Strompreis:** *Welcher Preis kann für Strom an der Strombörse erzielt werden?*

Je höher der Strompreis, desto höher sind die Einnahmen aus Erneuerbaren Energien und desto geringer sind die Differenzkosten der Förderung.

- **Marktwerte:** *Wie stark wird der Strompreis durch das gleichzeitige Einspeisen von erneuerbarer Energie auf der Strombörse gesenkt?*

Insbesondere die Stromproduktion aus fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Wind- und Solaranlagen ist schwer steuerbar und von den Wetterbedingungen abhängig. Im Gegensatz zu herkömmlichen Kraftwerken können Wind- und Solaranlagen nicht verbrauchsorientiert produzieren und sich hohe Preise an der Strombörse zu Nutze machen. Durch die Gleichzeitigkeit der Einspeisung erneuerbarer Energien sinkt der Strompreis zudem temporär. Der Strompreis, den erneuerbare Energien auf der Strombörse erzielen, wird als Marktwert bezeichnet. Ein hoher Marktanteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien führt ceteris paribus zu sinkenden Marktwerten in diesen Technologien, da die Grenzkosten der Produktion gering sind und sie typischerweise in denselben Zeiträumen eingespeist werden (Fraunhofer ISI, 2015).

Sinkende Marktwerte bedeuten wiederum geringere Einnahmen aus Erneuerbaren Energien und damit höhere Differenzkosten der Förderung von Anlagen.

Tabelle 4-1: Beschreibung der Szenarien²

	Referenzszenario	Szenario Hoch	Szenario Niedrig
Ausbaupfad in den Ausschreibungen	Im EEG festgelegter Ausbaupfad	Verdoppelter Ausbaupfad	Halbierter Ausbaupfad
Ausbau außerhalb der Ausschreibungen	1930 MW jährlich in der Solar-energie	2300 MW jährlich in der Solarenergie	1230 MW jährlich in der Solar-energie
Volllaststunden	<ul style="list-style-type: none"> Schätzung des BMWi (2016a) 	<ul style="list-style-type: none"> Szenario hoch Agora Energiewende (2018) für Wind on- und offshore BMWi-Schätzung für die anderen Technologien 	<ul style="list-style-type: none"> Trendszenario Mittel- fristprognose (R2B, 2017) für Wind on- und offshore BMWi-Schätzung für die anderen Technologien
Auktionsgebote	Bisheriges durchschnittliches bzw. durchschnittlich höchstes bezuschlagtes Gebot	Gesetzlicher Höchstwert	Bisheriges durchschnittliches Gebot
Kostendegression	Durchschnittliche Entwicklung der letzten Jahre	Durchschnittliche Entwicklung – 1 Prozentpunkt	Durchschnittliche Entwicklung + 1 Prozentpunkt
Marktwerte	Trendszenario Mittelfristprognose ÜNB	Unteres Szenario Mittelfristprognose ÜNB (geringere Marktwerte)	Oberes Szenario Mittelfristprognose ÜNB (höhere Marktwerte)
Strompreis	38,89 Euro (Prognostiziertes Niveau für 2019)	25,00 (Agora Energiewende)	55,00 (Agora Energiewende)

² Die Beschreibung der einzelnen Szenarien wird in Kapitel 7 ausführlich dargestellt.

Quelle: Eigene Erstellung

5 Entwicklung der Förderkosten bis 2025

5.1 Regierungsszenario

Als Referenzbetrachtung dient zunächst ein Regierungs-/Trendszenario, das im Hinblick auf den Ausbaupfad im Wesentlichen die Erwartungen der Bundesregierung widerspiegeln soll.

Tabelle 5-1: Beschreibung des Regierungsszenarios

Ausbau- pfad	Außerhalb der Aus- schreibung	Volllaststun- den	Auktionsge- bote	Kostendegres- sion	Marktwerte	Strompreis
Im EEG festgelegter Ausbaupfad	1930 MW jährlich in der Solarenergie ³	Schätzung des BMWi (2016a) bzw. Mittelfristprognose ÜNB	Bisheriges durchschnittliches bzw. durchschnittlich höchstes bezuschlagtes Gebot	Durchschnittliche Entwicklung der letzten Jahre	Trendszenario Mittelfristprognose ÜNB	38,89 Euro (Prognostiziertes Niveau für 2019)

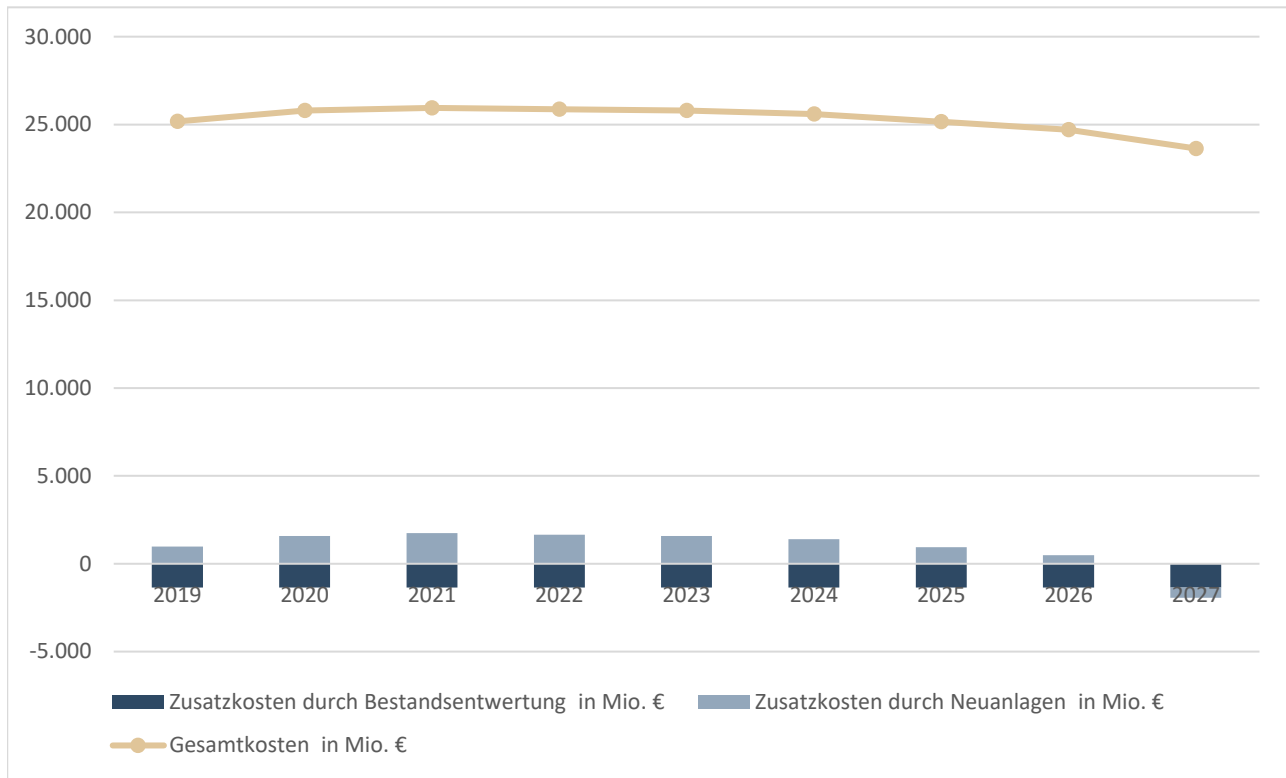
Quelle: Eigene Erstellung

Bei fehlenden Informationen wie der Vergütung des produzierten Stroms aus geförderten Anlagen wird ergänzend auf die bisherige durchschnittliche Kostenentwicklung innerhalb und außerhalb von Ausschreibungen zurückgegriffen. Auch Trendszenarien aus anderen Studien wie der Mittelfristprognose der ÜNB (IE Leipzig, 2016 und R2B, 2017) werden für die Ergänzung fehlender Parameter wie der Marktwerte der Anlagen verwendet. Die Volllaststunden, insbesondere in Bezug auf Neuanlagen beziehen sich auf Angaben des BMWi. Der Strompreis wird in diesem Szenario auf dem prognostizierten Niveau für 2019 konstant gehalten. Die Annahmen des Regierungsszenarios werden in Kapitel 7.1 ausführlich dargestellt.

³ Ziel der Bundesregierung ist der Ausbau von jährlich 2500 MW in der Solarenergie. Im Regierungsszenario wird davon ausgegangen, dass dieses Ziel exakt erfüllt wird. 600 MW werden innerhalb der Ausschreibungen zugebaut, wobei sich die Prognose an der bisherigen Realisierungsquote von 95 Prozent (BMWi) orientiert. Damit ergibt sich für die Anlagen außerhalb der Ausschreibungen ein Zubauvolumen von $2500 - 600 \times 0,95 = 1930$.

Abbildung 5-1: Mehr- und Gesamtkosten der Förderung bis 2027

in Millionen Euro, Regierungsszenario



Quelle: Eigene Berechnungen

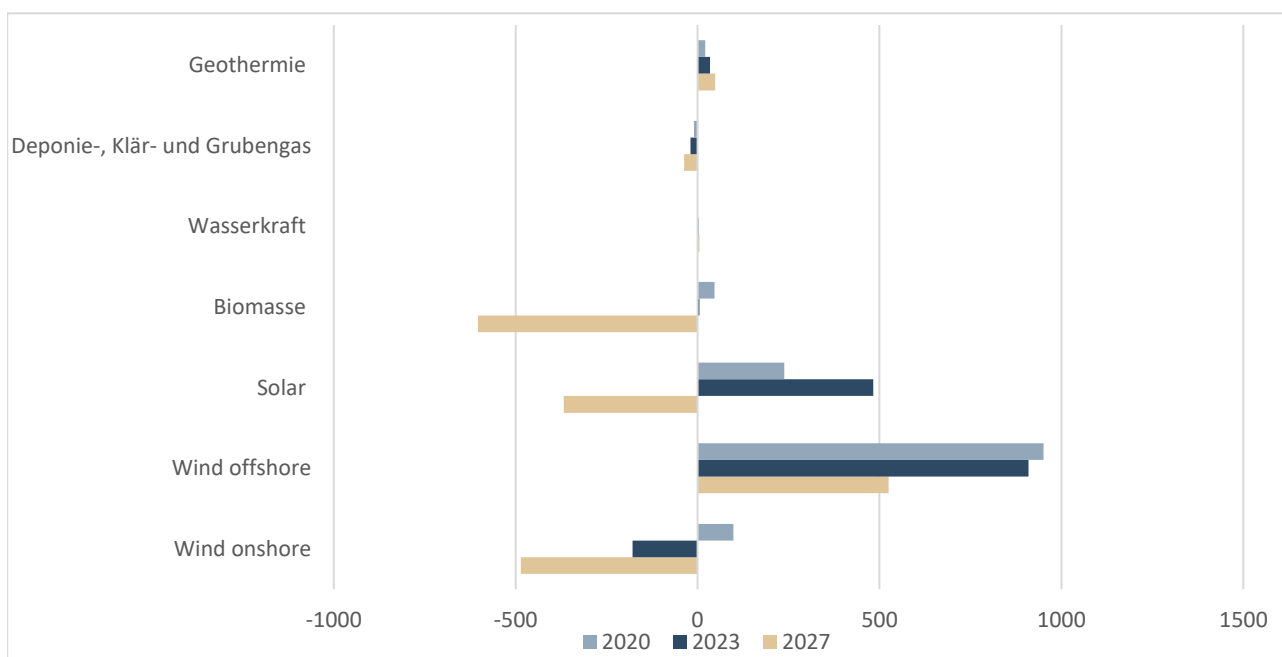
Ausgehend von einer Deckungslücke von 25,6 Milliarden Euro im Jahr 2018 sinken die Gesamtkosten der Förderung 2019 auf 25,2 Milliarden Euro (s. Abbildung 5-1). Dies ist darauf zurückzuführen, dass die 2018 produzierte Strommenge aus erneuerbaren Energien von 203 Millionen MWh im Jahr 2019 zu einem höheren Strompreis vermarktet wird, wodurch die Differenzkosten sinken. Diese Aufwertung der Bestandsanlagen in Höhe von 1,4 Milliarden übersteigt 2019 die zusätzlichen Förderkosten für Neuanlagen (979 Millionen). 2020 steigen dagegen die Förderkosten für Neuanlagen über das Niveau der Bestandsentwertung, wodurch sich auch die Gesamtkosten auf 25,8 Milliarden Euro erhöhen. Für den Anstieg in den Förderkosten in den folgenden Jahren ist insbesondere die Technologie Windenergie auf See verantwortlich. Ab 2022 fallen die Zusatzkosten jedoch und sind 2025 geringer als die zusätzlichen Einnahmen durch die Bestandsaufwertung. Dadurch sinken auch die Gesamtkosten auf 25,2 Milliarden im Jahr 2025 und 2027 betragen sie nur noch 23,6 Milliarden. In diesem Jahr werden die Gesamtkosten nicht nur durch die Bestandsaufwertung, sondern auch durch die zusätzlichen Förderkosten reduziert.

Um die Entwicklung der Zusatzkosten näher zu erklären, sind in der Abbildung 5-2 die bis 2027 entstandenen Kosten durch Neuanlagen beziehungsweise Einnahmen durch aus der Förderung gehende Anlagen technologiespezifisch aufgeführt. In der Abbildung wird deutlich, dass Geothermie, Gase und Wasserkraft in der Berechnung der Zusatzkosten eine untergeordnete

Rolle spielen. Für Gase plant die Regierung für die nächsten Jahre einen Nettorückbau, das heißt es gehen mehr Anlagen aus der Förderung als Neuanlagen installiert werden. Dies lässt die Förderungskosten für die Energieträger Deponie-, Klär- und Grubengas leicht sinken. Biomasse trägt dagegen entscheidend dazu bei, dass die Förderkosten 2027 sinken. Die Bundesregierung plant einen Ausbau von jährlich 200 MW in der Biomasse ab 2020, gleichzeitig gehen beispielsweise 2025 und 2026 jeweils etwa 660 MW aus der Förderung. Diese Biomasseanlagen haben in der Vergangenheit hohe Förderkosten verursacht, da ihre durchschnittliche Vergütung mit 123 Euro je MWh für 2006 installierte Anlagen weit über dem Strompreis liegt. Altanlagen haben nur noch Anspruch auf eine Anschlussförderung, wenn sie sich an den Ausschreibungen beteiligen, wobei die Anzahl der bezuschlagten Gebote durch die Ausschreibungsmenge begrenzt ist. Durch den Nettorückbau in der Biomasse ab 2023 werden daher Differenzkosten eingesparrt.

Abbildung 5-2: Mehrkosten der Förderung bis 2025 nach Technologien

in Millionen Euro, Regierungsszenario



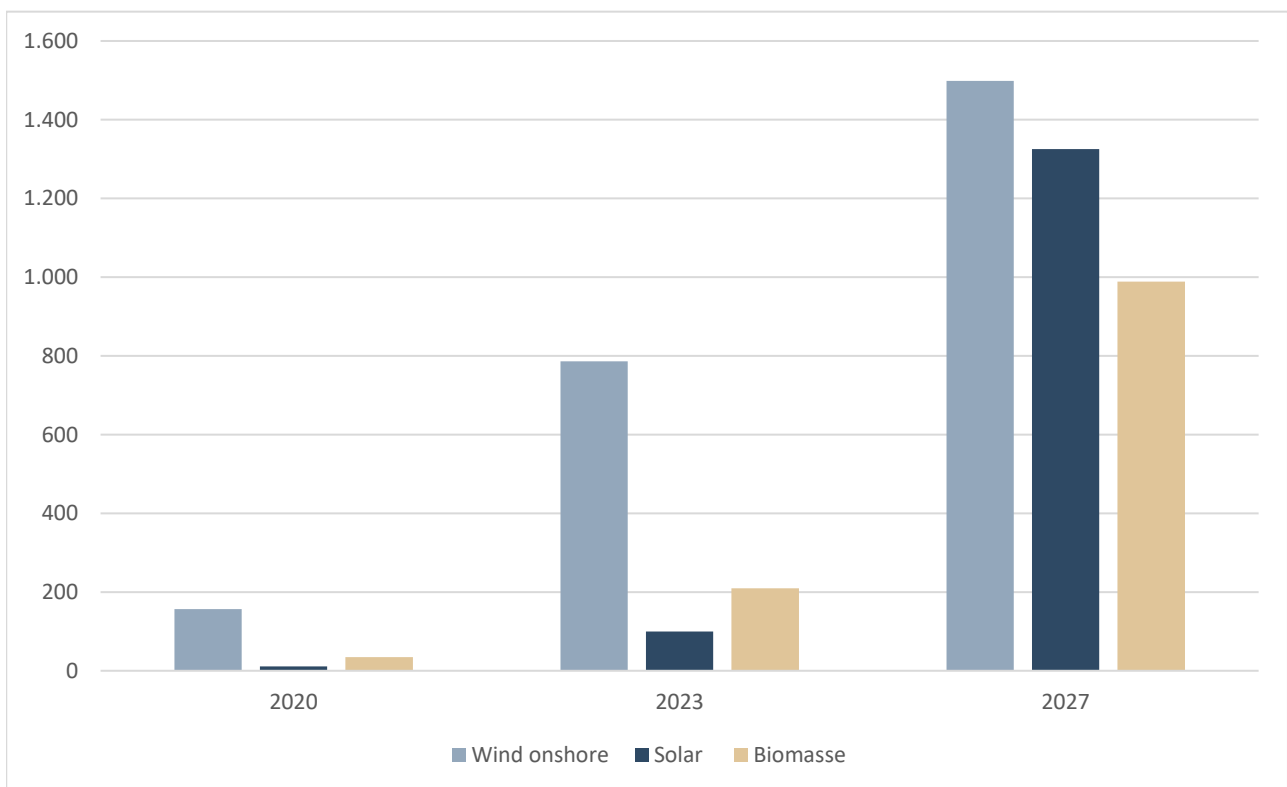
Quelle: Eigene Berechnungen, ohne vermiedene Netzentgelte

Auch in den kostenrelevanten Technologien Solarenergie, Wind an Land und Wind auf See sinken die Zusatzkosten 2027 im Vergleich zu den Vorjahren. Die Ausgaben für die Technologie Solarenergie steigen bis 2023 auf 482 Millionen, ab 2024 macht sich aber auch hier der Rück-

bau von Altanlagen bemerkbar. Diese wurden mit dem bis zu 10-fachen der heutigen Ausschreibungsgebote vergütet⁴ und entlasten mit ihrem Rückbau das System erheblich. Die zusätzlichen Förderkosten für Windenergie an Land bleiben dagegen positiv, da Windanlagen offshore erstmals 2009 gefördert wurden und somit keine Altanlagen aus der Förderung fallen und dadurch die Kosten reduzieren. Bis 2026 steigen die zusätzlichen Förderkosten für Wind offshore auf 971 Millionen, 2027 sinken sie auf 524 Millionen, da in diesem Jahr die 2019 neu installierten Anlagen nach achtjähriger Förderung statt 18,4 Cent je kWh nur noch 3,9 Cent erhalten.

Abbildung 5-3: Förderrückgang durch Ausscheiden von Anlagen aus der Förderung

in Millionen Euro im Jahr



Quelle: Eigene Berechnungen

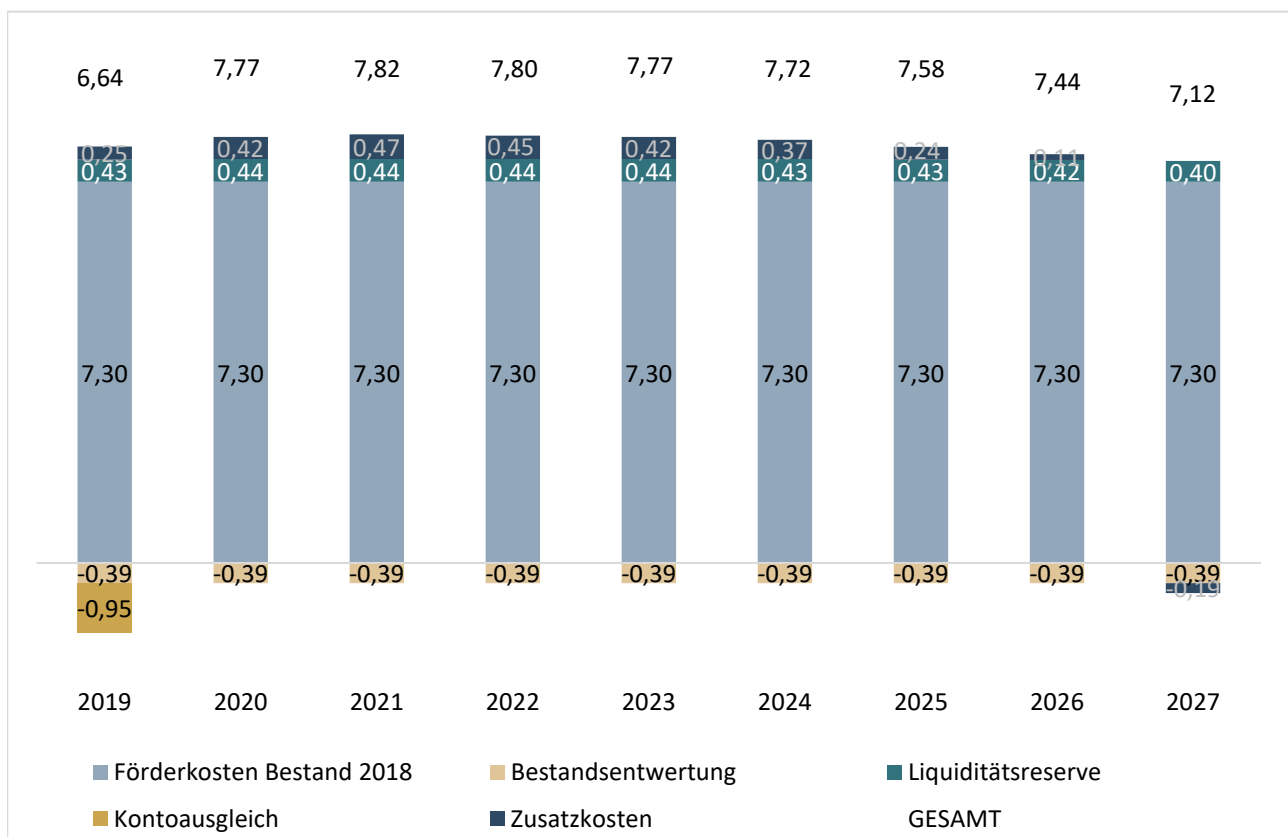
Wie bereits dargestellt wurde, spielt das Auslaufen der Förderung für Altanlagen ab 2020 eine wichtige Rolle bei der Reduktion der EEG-Umlage. Abbildung 5-3 zeigt für die kostenrelevanten Technologien Biomasse, Solar und Windenergie an Land, wie hoch die Kosten sind, die durch den Rückbau der Altanlagen entfallen. 2020 fallen nur Anlagen, welche 2000 installiert wurden, aus der Förderung, weshalb der Förderrückgang in allen Technologien noch relativ gering

⁴ Die durchschnittliche Vergütung in den Jahren 2000 bis 2007 für Solaranlagen lag bei 510 Euro je MWh während in den Ausschreibungen 2017 und 2018 das höchste noch bezuschlagte Gebot im Durchschnitt 54,6 Euro je MWh betrug.

ist. Bis 2027 steigt der Förderrückgang bei Windenergie an Land aber beispielsweise auf 1,5 Milliarden, da 2000 bis 2027 insgesamt 17.681 MW an Windrädern installiert wurden, welche die Förderung nach 20 Jahren nicht mehr erhalten. Auch in der Solarenergie wächst der Förderrückgang auf 1,3 Milliarden im Jahr 2027. Es wurden in der Solarenergie 2000 bis 2007 mit 4.100 MW zwar weitaus weniger installiert als in der Windenergie, jedoch wurden die Solaranlagen im Durchschnitt mit einer höheren Vergütung gefördert. Der Förderrückgang in den Biomasseanlagen ist vor allem darauf zurückzuführen, dass Biomasse in den Jahren 2005 bis 2007 besonders stark ausgebaut wurde.

Abbildung 5-4: Entwicklung der EEG-Umlage

in Cent je Kilowattstunde



Quelle: Eigene Berechnungen

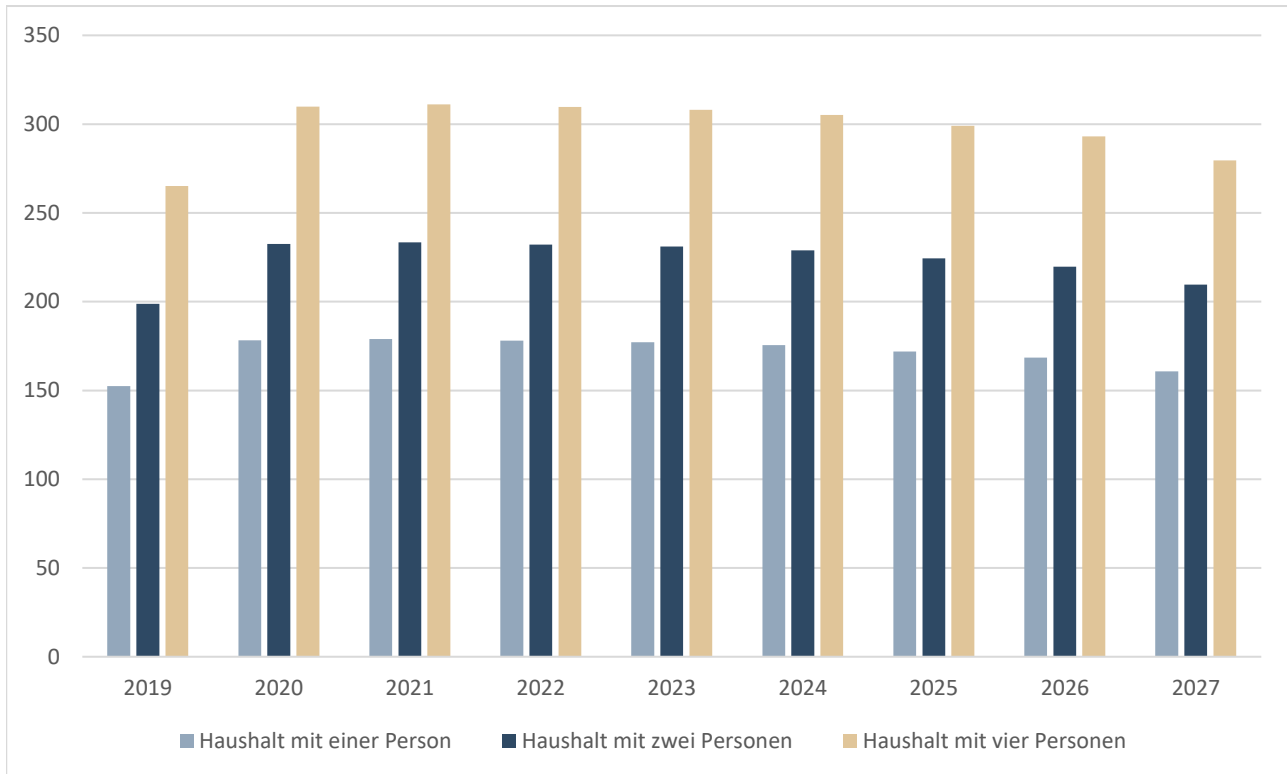
Der Förderrückgang durch Altanlagen macht sich in der EEG-Umlage bereits 2022 bemerkbar, wie in der Abbildung 5-4 deutlich wird. Während 2021 noch 0,47 Cent in der EEG-Umlage auf ab 2019 neu installierten Anlagen abzüglich der ab 2020 aus der Förderung gehenden Anlagen zurückzuführen sind, sinkt dieser Anteil 2022 leicht auf 0,45 Cent, was die EEG-Umlage um dieselbe Differenz reduziert. Im Jahr 2027 werden die Zusatzkosten erstmalig negativ und senken dadurch die EEG-Umlage dieses Jahres um 0,19 Cent. Dass im Vorjahr zu viel oder zu wenig die Förderung aus der EEG-Umlage veranschlagt wurde, wird bei der jährlichen Berechnung

der EEG-Umlage berücksichtigt. Im Jahr 2019 wird davon ausgegangen, dass der positive Kontostand im EEG-Konto auf null reduziert wird.⁵ Dieser Kontoausgleich senkt die EEG-Umlage um 0,95 Cent. Ab 2020 wird jedoch angenommen, dass der Umlagebetrag jedes Jahr von den ÜNB perfekt prognostiziert wird und sich dadurch keine Nachholeffekte ergeben. Die Liquiditätsreserve, welche 6 Prozent der erwarteten Förderkosten beträgt, erhöht die EEG-Umlage je nach der Höhe der Kernumlage um 0,40 bis 0,44 Cent. Da diese Liquiditätsreserve in dem vorliegenden Modell ab 2019 nicht mehr angetastet wird, erhöht sich so der Saldo im EEG-Konto auf 12,0 Milliarden im Jahr 2027. Würde man dagegen annehmen, dass die Liquiditätsreserve stets im darauffolgenden Jahr konsumiert und damit der Kontostand jedes Jahr auf null reduziert würde, würde sich die EEG-Umlage um den Anteil der Liquiditätsreserve des Vorjahres, also um 0,43 Prozent im Jahr 2020 senken. Auf die Bestandsanlagen, von denen die aus der Förderung gehenden Anlagen ausgenommen sind, entfällt ein Umlagebetrag von 7,3 Cent, das heißt um die bis 2018 geförderten Anlagen und die entsprechend produzierte Strommenge zu finanzieren, müssen ausgehend von den Strompreisen für 2018 7,3 Cent aufgewendet werden. Da jedoch der Strompreis ab 2019 konstant höher ist, reduzieren sich die Förderkosten der Bestandsanlagen um jährlich 0,39 Cent.

⁵ Es wird hier der letztjährige Kontostand (30.09.2017) in Höhe von 3,3 Milliarden veranschlagt. Im August 2018 betrug der Kontostand 4,0 Milliarden. Daher könnte der tatsächliche Kontostand die EEG-Umlage für 2019 mehr senken, als in der vorliegenden Berechnung prognostiziert wird. Ein Kontostand von 4,0 Milliarden würde die EEG-Umlage 2019 beispielsweise um 1,14 Cent senken, was eine EEG-Umlage in Höhe von 6,45 Cent bedeutet.

Abbildung 5-5: Entwicklung der EEG-Umlage für Haushalte

In Euro



Quelle: Eigene Berechnungen

Wie sich die EEG-Umlage auf deutsche Haushalte auswirkt, ist in Abbildung 5-5 dargestellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass ein Haushalt mit einer Person jährlich 2.300 kWh und ein Zweipersonenhaushalt (Vierpersonenhaushalt) 3.000 (4.000) kWh verbraucht. Pro kWh erhöht sich der Strompreis durch die EEG-Umlage 2019 um 6,64 Cent, sodass ein Einpersonenhaushalt mit etwa 150 Euro jährlich belastet wird. 2020 wird eine Erhöhung um circa 25 Euro prognostiziert. Für einen Haushalt mit vier Personen steigen die Kosten durch die EEG-Umlage im Zeitraum von 2020 bis 2024 auf über 300 Euro, bevor sie 2027 auf etwa 280 Euro sinken.

Für Unternehmen, die jährlich eine GWh konsumieren und damit noch nicht von einer Reduktion der EEG-Umlage betroffen sind, fallen die absoluten Kosten durch die EEG-Umlage weit aus. Da eine MWh durch die Umlage 66,4 Euro zusätzlich kostet, bedeutet der Verbrauch einer Gigawattstunde zusätzliche Kosten von 66.400 Euro im Jahr 2019. Diese Kosten erhöhen sich auf 77.700 Euro im Jahr 2020. 2027 sinken sie auf 71.200 Euro.

5.2 Szenario „Hoch“

Abweichend vom Regierungsszenario wird ein Szenario gebildet, in dem Entwicklungen skizziert werden, die kostensteigernd auf die EEG-Umlage wirken.

Tabelle 5-2: Beschreibung des Szenarios „hoch“

Ausbaupfad	Außerhalb der Ausschreibung	Volllaststunden	Auktionsgebote	Kostendegression	Marktwerte	Strompreis
Verdoppelter Ausbaupfad	2300 MW jährlich in der Solarenergie ⁶	Szenario hoch Agora Energiewende (2018) für Wind on- und offshore	Gesetzlicher Höchstwert	Durchschnittliche Entwicklung – 1 Prozentpunkt	Unteres Szenario Mittelfristprognose ÜNB (geringere Marktwerte)	25,00 (Agora Energiewende)

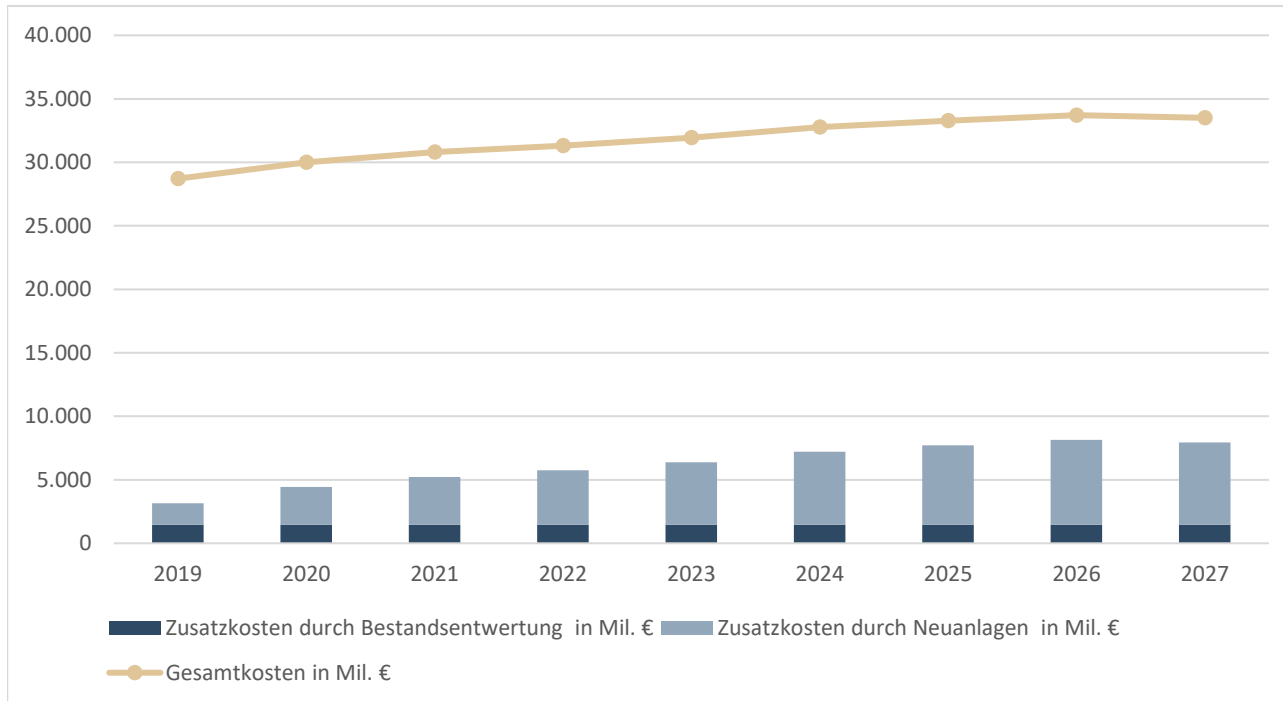
Quelle: Eigene Erstellung

Zudem wird der anvisierte Zubaupfad der Regierung in den Ausschreibungen für die Technologien Wind-, Solarenergie und Biomasse verdoppelt, was mit einem Regierungswechsel oder einem beschleunigten Zubau zur Erreichung der Klimaziele zu vereinbaren wäre. Auch der Ausbau außerhalb der Ausschreibungen in der Solarenergie wird höher eingeschätzt. Darüber hinaus werden die Volllaststunden im Bereich der Windenergie höher eingeschätzt als im Regierungsszenario und die Prognose der zukünftigen durchschnittlichen Gebotswerte ist höher und sinkt im Zeitverlauf langsamer. Außerdem wird ab dem Jahr 2019 der Strompreis auf einem Niveau von 25 Euro je Megawattstunde festgeschrieben und von niedrigen Marktwerten gemäß der Mittelfristprognose der ÜNB ausgegangen.

⁶ Ziel der Bundesregierung ist der Ausbau von jährlich 2500 MW in der Solarenergie. Im Szenario hoch wird davon ausgegangen, dass stattdessen jährlich 3500 MW zugebaut werden. 1200 MW werden innerhalb der Ausschreibungen zugebaut, wobei die Anlagen zu 100 Prozent realisiert werden. Damit ergibt sich für die Anlagen außerhalb der Ausschreibungen ein Zubauvolumen von $3500 - 1200 \times 1 = 2300$.

Abbildung 5-6: Mehr- und Gesamtkosten der Förderung bis 2025

in Millionen Euro, Szenario hoch



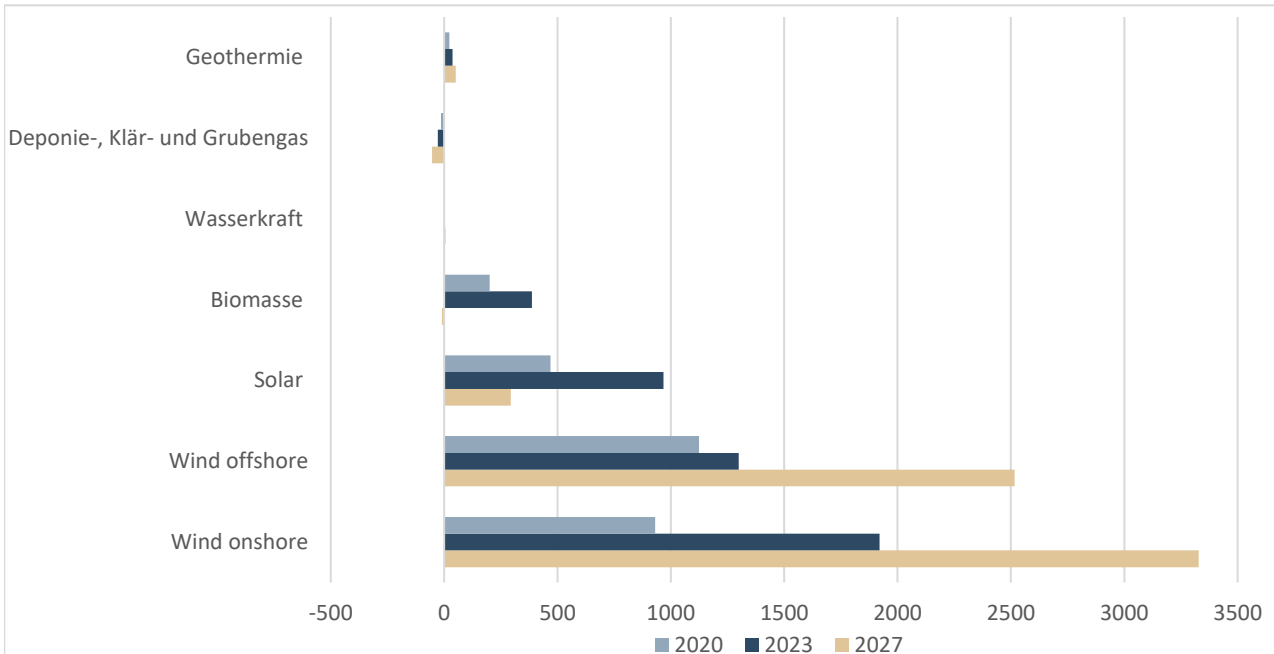
Quelle: Eigene Berechnungen

Während pessimistischere Annahmen bezüglich Marktwerte, Volllaststunden und Gebotswerte durchaus realistisch sind, ist die Verdoppelung des Zubaus ab 2019 eher unwahrscheinlich. Jedoch soll dieses Szenario illustrieren, wie hoch die Kosten sind, wenn ambitioniertere Ziele durchgesetzt werden. Die Auswirkung von einzelnen Faktoren wie lediglich einer Strompreissenkung, welche von dem doppelten Zubau abstrahiert, wird weiter unten näher dargestellt.

Zunächst werden für das Szenario hoch die Mehr- und Gesamtkosten der Förderung bis 2025 betrachtet. Die Gesamtkosten steigen in diesem Szenario bis 2026 nahezu linear auf 33,7 Milliarden Euro an und sinken im letzten Jahr der Prognose leicht (s. Abbildung 5-5). Zum einen sind die steigenden Gesamtkosten durch die Bestandsentwertung zu erklären. Der durch Bestandsanlagen produzierte Strom kann nun nicht mehr zum Strompreis von 2018 in Höhe von 32,22 Euro vergütet werden, sondern nur zu 25 Euro. Dies geht mit jährlichen Kosten von 1,4 Milliarden einher. Zusätzlich steigen die Kosten durch Neuanlagen stark an, da ihr Zubau mehr kostet als der Abbau von Altanlagen. Während die Zusatzkosten 2019 noch 1,7 Milliarden betragen, steigen sie bis 2026 auf 6,7 Milliarden.

Abbildung 5-7: Mehr- und Gesamtkosten der Förderung bis 2025

in Millionen Euro, Szenario hoch



Quelle: Eigene Berechnungen

Diese Zusatzkosten sind vor allem auf Windräder zurückzuführen, wie der Abbildung 5-7 zu entnehmen ist. Für Windenergie an Land wird im Szenario hoch angenommen, dass jährlich 5600 bis 5800 MW zugebaut werden. Zudem orientieren sich die Auktionsgebote im Szenario hoch am gesetzlichen Höchstwert und die Kostendegression ist gering. Dies kann ökonomisch so begründet werden, dass aufgrund der verdoppelten Nachfrage vonseiten des Staates nach erneuerbarer Energie die Anlagenbetreiber im Szenario hoch höhere Werte bieten: einerseits, weil auch weniger geeignete Orte erschlossen werden müssen, um das Zubauziel zu erreichen und andererseits, weil es durch eine höhere Ausschreibungsmenge wahrscheinlicher wird, dass auch ein teures Angebot akzeptiert wird. Daher bedingen sich beide Effekte, die Entwicklung der Vergütung und der erhöhte Ausbau und wirken miteinander kostensteigernd.⁷ In dem Szenario hoch werden zudem auch geringere Marktwertfaktoren angenommen, da durch den doppelten Ausbau ein erhöhter Anteil an erneuerbarer Energie gleichzeitig auf der Strombörse zum Kauf angeboten wird, was den Erlös reduziert.

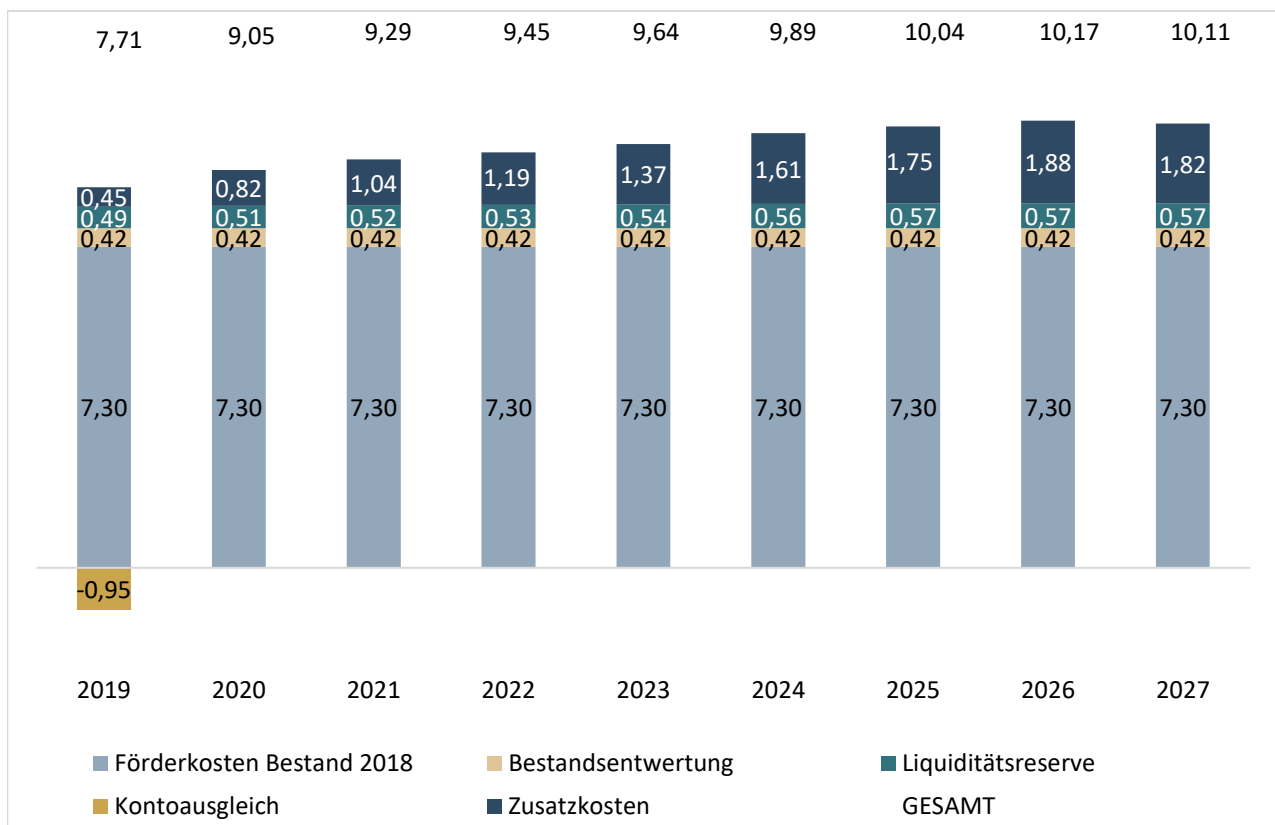
Auch in der Solarenergie wird ein doppelter Ausbau angenommen, wobei darüber hinaus noch ein höherer Ausbau von kleineren Solaranlagen, welche nicht an Ausschreibungen teilnehmen müssen, sondern eine gesetzlich festgelegte Vergütung erhalten, angenommen wird. Anders

⁷ Um die Interaktion zwischen Auktionsmenge und Auktionsgeboten zu quantifizieren, müsste die Preiselastizität der Nachfrage geschätzt werden. Dies kann in der vorliegenden Studie nicht geleistet werden, jedoch kann der Zusammenhang zwischen Auktionsmenge und -geboten qualitativ begründet werden.

als bei Windenergie und Biomasse kann hier jedoch aufgrund der höheren Ausschreibungsmenge keine geringere Kostensenkung in der EEG-Vergütung angenommen werden, da das EEG für den Zubau in der Solarenergie einen Korrekturmechanismus enthält: Wenn das Ausbauziel von 2500 MW um bis zu 1000 MW überschritten wird, wird der anzulegende Wert der Vergütung monatlich um 1 Prozent reduziert. Durch diesen „atmenden Deckel“ möchte der Gesetzgeber bei einem Zubau außerhalb der Ausschreibung, welcher über das festgelegte Ziel hinausgeht, zusätzliche Solarpanels für die Betreiber unattraktiver machen. Dies wirkt sich auch in diesem Szenario auf die zusätzlichen Förderkosten aus, welche 2023 deutlich moderater ausfallen als für Windenergie an Land und 2027 sogar wieder sinken, da teure Altanlagen aus der Förderung gehen.

Abbildung 5-8: Entwicklung der EEG-Umlage

in Cent je Kilowattstunde, Szenario hoch



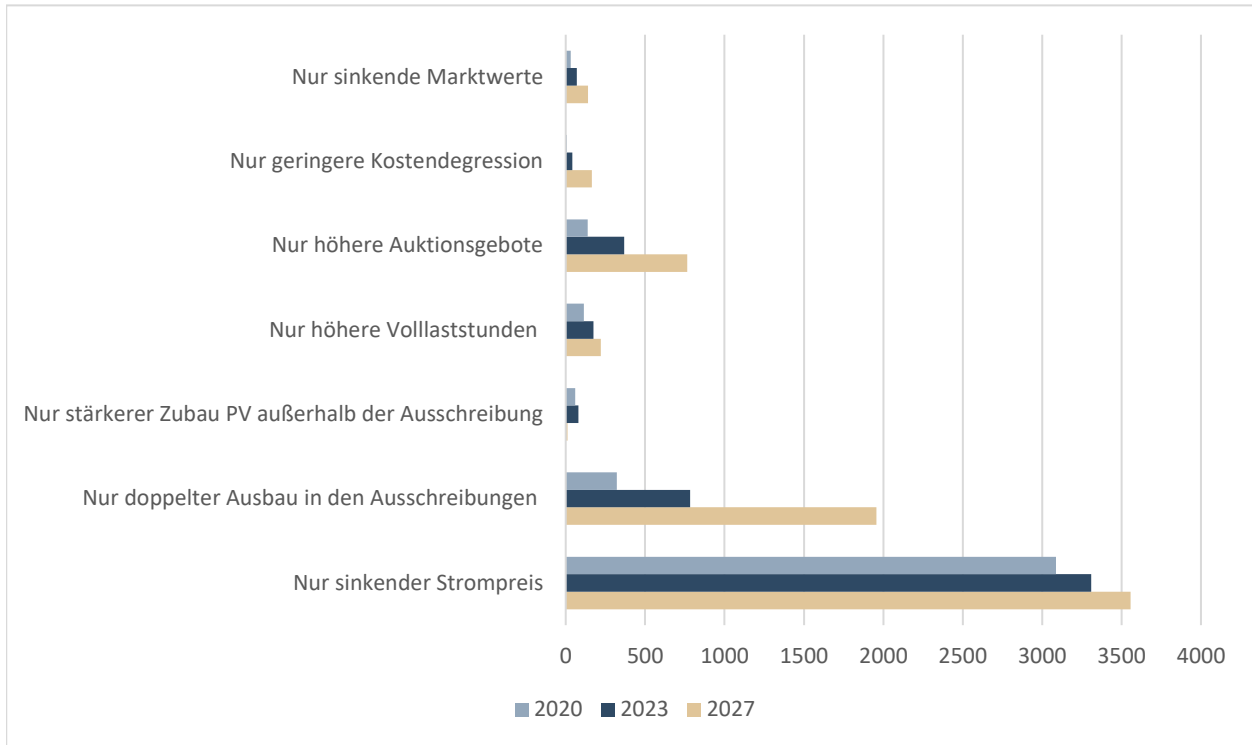
Quelle: Eigene Berechnungen

Die EEG-Umlage steigt im Szenario hoch bis 2025 auf 10,2 Cent an, was für einen Vier-Personen-Haushalt eine Kostenerhöhung von circa 100 Euro im Vergleich zum Referenzszenario bedeutet. Abbildung 5-7 zeigt, aus welchen Komponenten sich die EEG-Umlage im Szenario hoch zusammensetzt. Die Förderkosten der Bestandsanlagen und der Kontoausgleich unterscheiden sich dabei nicht vom Referenzszenario. Jedoch wirkt hier der geringere Strompreis von jährlich 25 Euro kostensteigernd auf die Bestandsanlagen. Die EEG-Umlage erhöht sich durch diese Bestandsentwertung auf jährlich 0,42 Cent. Zudem erhöhen die zusätzlichen Kosten durch ab

2019 zugebaute Anlagen den Umlagebetrag um 1,88 Cent im Jahr 2026 und sinken im Jahr 2027 auf 1,82 Cent.

Abbildung 5-9: Mehrkosten (Differenzkosten) einzelner Effekte im Szenario hoch

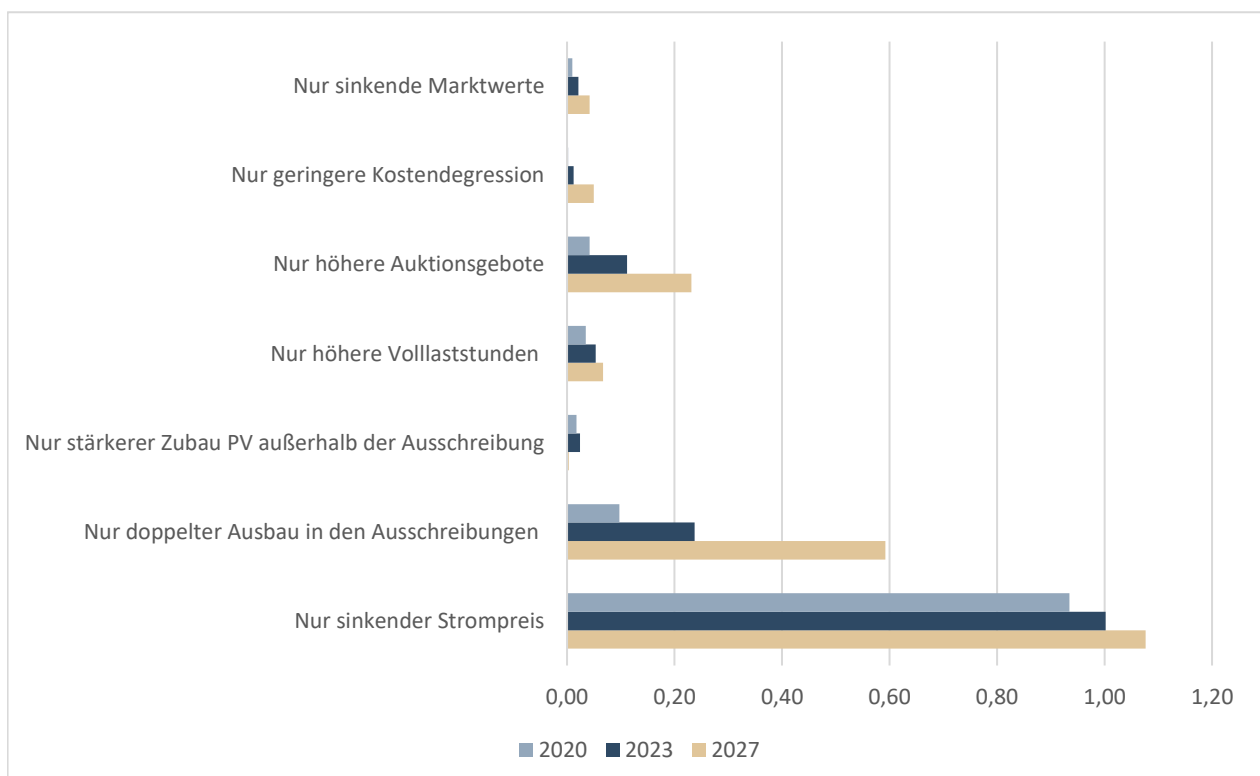
Gegenüber dem Regierungsszenario, in Millionen Euro



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5-10: Mehrkosten (EEG-Umlage) einzelner Effekte im Szenario hoch

Gegenüber dem Regierungsszenario, in Cent je Kilowattstunde



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5-9 und 5-10 stellen dar, wie sich die Gesamtkosten der Förderung beziehungsweise die EEG-Umlage verändern, wenn nur einzelne Annahmen gegenüber dem Referenzszenario verändert werden.⁸ Hier ist auffallend, dass vor allem ein sinkender Strompreis die Gesamtkosten und die EEG-Umlage stark beeinflusst. Als einziger Faktor der im Szenario hoch veränderten Annahmen wirkt er sich kostensteigernd nicht nur auf die Förderkosten für Neuanlagen, sondern auch auf die Förderkosten der Bestandsanlagen aus. Diese betragen jährlich 0,81 Cent. Da außerdem die jährlich produzierte Strommenge im Zeitraum 2019 bis 2027 steigt, steigen auch die zusätzlichen Kosten durch Neuanlagen. Im Jahr 2020 ist ein Rückgang im Strompreis mit Mehrkosten von 3,0 Milliarden Euro verbunden, was eine Erhöhung der EEG-Umlage von 0,9 Cent bedeutet. Bis 2027 steigen diese Kosten auf 3,6 Milliarden Euro und 1,08 Cent an.

Darüber hinaus wirkt der doppelte Zubau in den Ausschreibungen kostensteigernd auf die Förderkosten für Neuanlagen. 2020 ist dieser Effekt mit 152 Millionen Mehrkosten noch relativ gering, wodurch die EEG-Umlage um 0,05 Cent erhöht wird. Jedoch steigen die Kosten im Zeitverlauf exponentiell an, da jährlich doppelt so viele Anlagen gefördert werden, aber auch der doppelte Ausbau aus den Vorjahren zusätzlich finanziert werden muss. Weiterhin wird die bereits verauktionierte Menge für den Ausbau von Windenergie auf See schneller aufgebraucht, welche lediglich mit 2,63 Cent vergütet wurde, und demzufolge wird ein auch im Referenzszenario ein höherer Betrag angesetzt.⁹ Dies zeigt, dass ein doppelter Ausbau in den Ausschreibungen die Förderkosten stärker steigen lässt als sie durch einen halbierten Ausbau sinken würden. Damit kann unter anderem auch der starke Anstieg im Szenario hoch erklärt werden, während sich das Referenzszenario und das Szenario niedrig parallel entwickeln. Bis 2027 erhöht sich die EEG-Umlage um 0,59 Cent, wenn das Ausbauvolumen verdoppelt wird.

Eine weitere Annahme in der sich Referenzszenario und das Szenario hoch voneinander unterscheiden, sind die zukünftigen Gebote in den Auktionen. Diese sind sehr schwer abzuschätzen, da bisher nur in zwei Jahren Auktionen veranstaltet wurden und diese nicht unbedingt aussagekräftig für die zukünftige Entwicklung der Gebote sein müssen. So können die Auktionsteilnehmer im Zeitverlauf lernen und ihr Gebot höher ansetzen abhängig davon, wie viel zu den letzten Gebotsterminen verauktioniert wurde und wie hoch die Gebote waren. Im Szenario hoch wird deshalb angenommen, dass sich die Gebotswerte an dem Höchstwert, unter dem laut EEG kein Gebot bezuschlagt wird, orientieren, während im Regierungsszenario die zukünftigen Gebote den bisherigen durchschnittlichen Geboten oder den höchsten noch zugelasse-

⁸ Da die einzelnen Effekte in Wechselwirkung zueinander stehen, lassen sie sich nicht zu einem Gesamteffekt kumulieren.

⁹ Für den geplanten Ausbau von Windenergie auf See ab 2021 wurden bereits 3100 MW ausgeschrieben und bezuschlagt, s. Abschnitt 7.1.2.

nen Geboten entsprechen. Nimmt man an, dass die Gebotswerte in den Technologien Biomasse, Solar und Windkraft dem Höchstwert entsprechen, geht dies mit Kostensteigerungen von bis zu 765 Millionen im Jahr 2027 einher. Für den Letztverbraucher bedeutet diese Kostensteigerung eine Erhöhung der Umlage von 0,23 Cent pro kWh.

Höhere Volllaststunden, geringere Kostensenkungen, sinkende Marktwertfaktoren und ein stärkerer Zubau von Solaranlagen außerhalb der Ausschreibungen haben dagegen eine relative geringe Auswirkung auf die Gesamtkosten der Förderung.

5.3 Szenario „Niedrig“

Abweichend vom Regierungsszenario wird ein weiteres Szenario gebildet, in dem Entwicklungen skizziert werden, die kostenmindernd auf die EEG-Umlage wirken.

Tabelle 5-3: Beschreibung des Szenarios „niedrig“

Ausbau-pfad	Außerhalb der Aus-schreibung	Volllaststunden	Auktionsge-bote	Kostendegres-sion	Marktwerte	Strompreis
Halbier-ter Aus-bau-pfad	1230 MW jährlich in der Solar-energie ¹⁰	Trendszenario Mit-telfristprognose (R2B, 2017) für Wind on- und offshore	Bisheriges durch-schnittliches Gebot	Durchschnittli-che Entwick-lung + 1 Pro-zentpunkt	Oberes Szenario Mittelfristprog-nose ÜNB (hö-herer Markt-werte)	55,00 (Agora Energie-wende)

Quelle: Eigene Erstellung

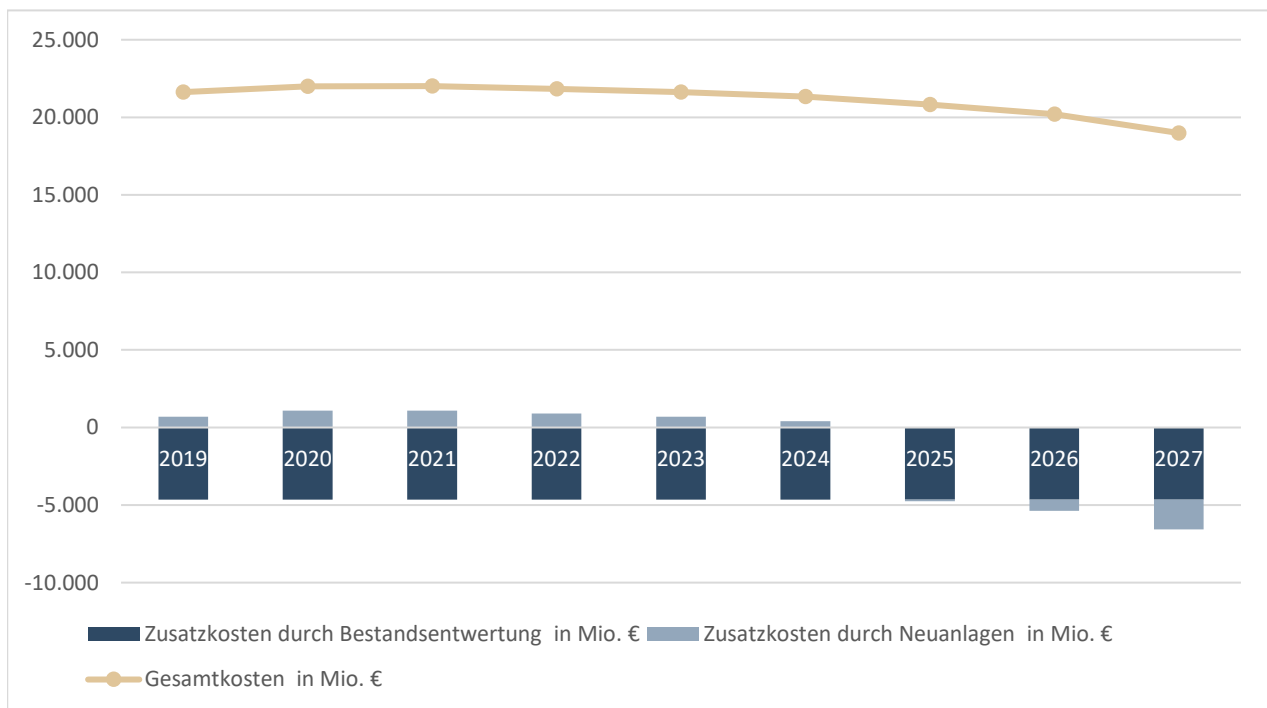
Dazu zählen insbesondere niedrigere Realisierungsraten im Bereich Photovoltaik, sowie ein anhaltend niedriger Zubau in diesem Segment außerhalb der Ausschreibungen, stärkere Kostensenkungen sowie geringere zukünftige Gebote in den Ausschreibungen und ein Strompreisniveau von 55 Euro je MWh ab 2019. Marktwerte orientieren sich an dem oberen Szenario der Mittelfristprognose und werden dadurch höher eingeschätzt als im Referenzszenario. Zudem wird der geplante Ausbaupfad der Bundesregierung in den Technologien Wind, Biomasse und Solarenergie halbiert. Dies kann beispielsweise damit gerechtfertigt werden, dass die Gebotsmenge geringer als die zu verauktionierende Menge ist oder sich die Präferenzen nach einem Regierungswechsel ändern beziehungsweise die Klimaziele bereits erreicht wurden. Während pessimistischere Annahmen bezüglich Marktwerte, Volllaststunden und Gebotswerte durchaus realistisch sind, ist die Halbierung des Zubaus ab 2019 eher unwahrscheinlich. Jedoch soll

¹⁰ Ziel der Bundesregierung ist der Ausbau von jährlich 2500 MW in der Solarenergie. Im Szenario niedrig wird davon ausgegangen, dass stattdessen jährlich nur 1500 MW zugebaut werden. 300 MW werden innerhalb der Ausschreibungen zugebaut, wobei die Anlagen zu 90 Prozent realisiert werden. Damit ergibt sich für die Anlagen außerhalb der Ausschreibungen ein Zubauvolumen von $1500 - 300 \times 0,9 = 1230$.

dieses Szenario illustrieren, wie sich die EEG-Umlage reduzieren würde, wenn der Ausbau an erneuerbaren Energien verlangsamt wird. Die Auswirkung der einzelnen Faktoren, wie lediglich einer Strompreissenkung, welche von der Halbierung in den Zubauraten abstrahiert, wird weiter unten näher dargestellt.

Abbildung 5-11: Mehr- und Gesamtkosten der Förderung bis 2025

in Millionen Euro, Szenario niedrig

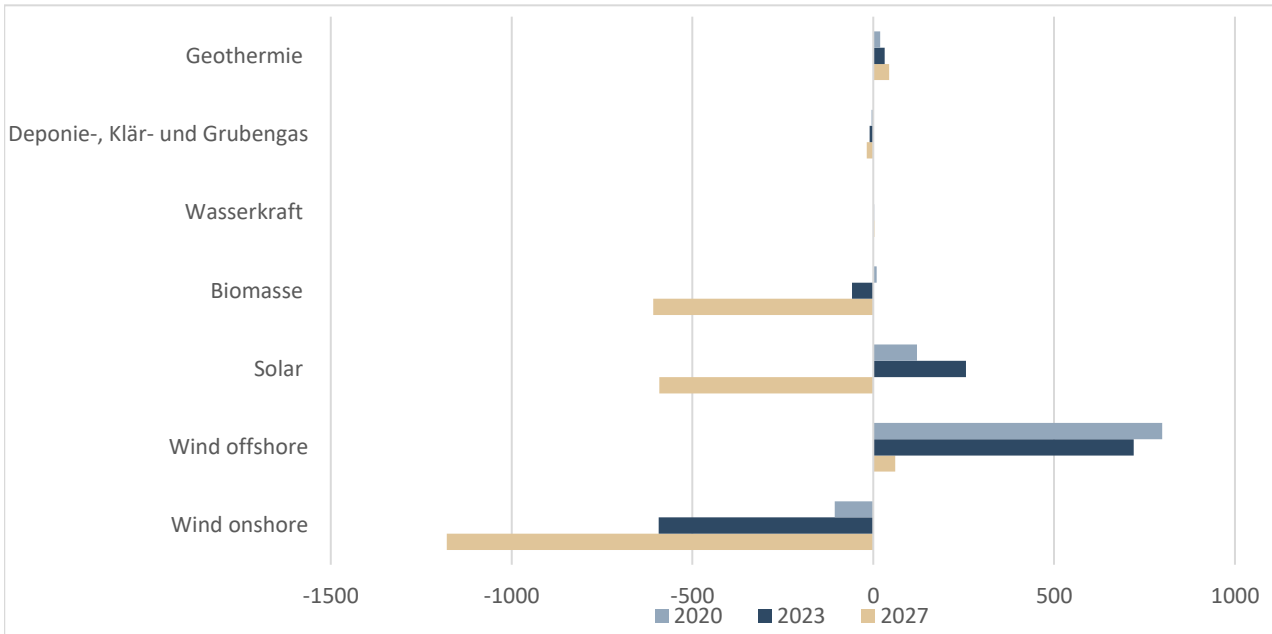


Quelle: Eigene Berechnungen

Die Gesamtkosten im Szenario niedrig betragen 2019 nur 21,6 Milliarden, da die Bestandsanlagen durch den erhöhten Strompreis aufgewertet werden und somit jährlich 4,6 Milliarden eingespart werden können (s. Abbildung 5-10). Während die Gesamtkosten bis 2021 aufgrund der neu zugebauten Anlagen noch leicht ansteigen, wird der Effekt der Zusatzkosten ab 2022 geringer und für die Jahre 2025 bis 2027 sogar negativ.

Abbildung 5-12: Mehrkosten der Förderung bis 2025 nach Technologien

in Millionen Euro, Szenario niedrig



Quelle: Eigene Berechnungen

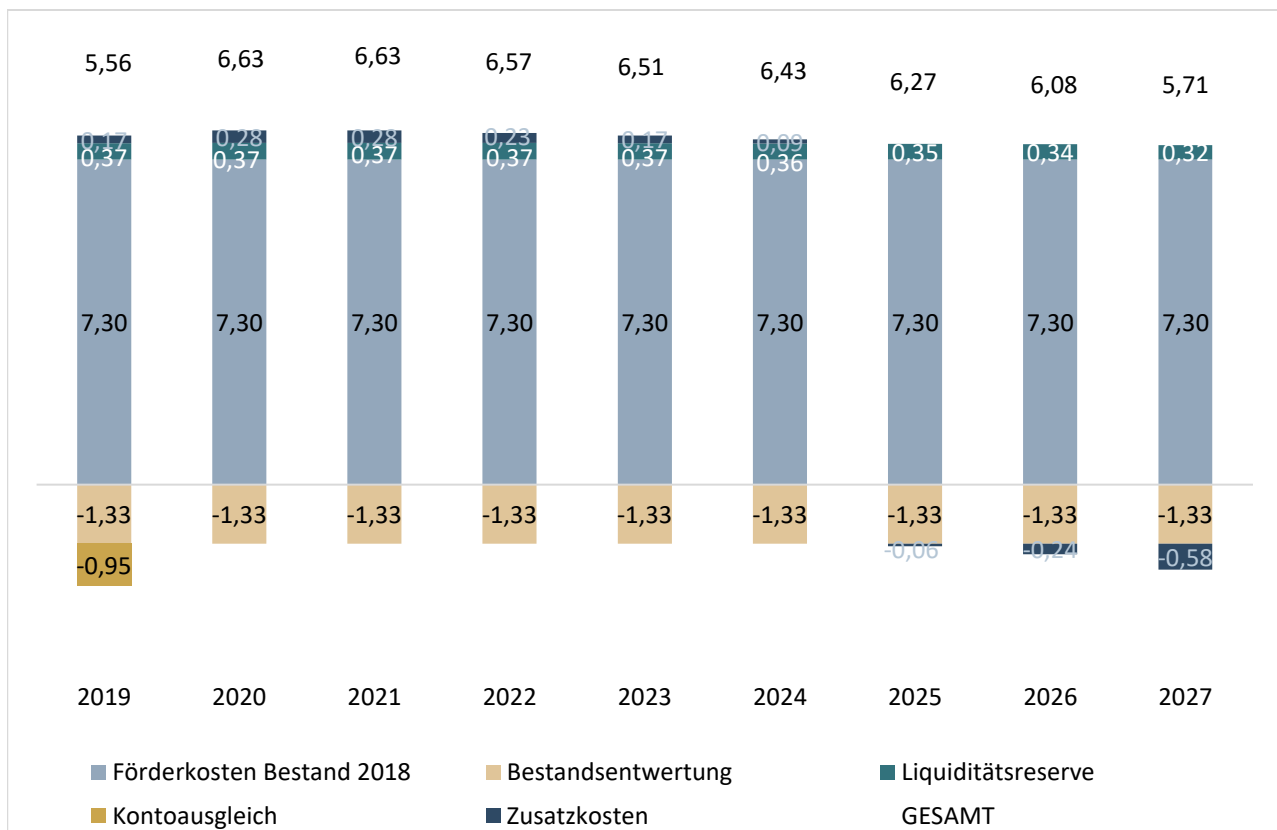
Die Förderkosten erhöhen sich 2020 vor allem aufgrund des Ausbaus von Windenergie auf See, welcher außerhalb der Ausschreibungen für 2019 und 2020 bereits festgelegt wurde. In den anderen Technologien wirkt sich dagegen bereits 2020 der Förderrückgang bestehender Anlagen kostenreduzierend aus (s. Abbildung 5.11). Darüber hinaus wird aufgrund des verringerten Zubaus davon ausgegangen, dass die Ausschreibungen kompetitiver werden und sich somit die Anlagenbetreiber gegenseitig unterbieten, was in einer geringeren EEG-Vergütung und damit geringeren Differenzkosten resultiert. Dieses Argument gilt jedoch nur, wenn die Regierung tatsächlich die Ausschreibungsmengen reduziert, und nicht, wenn die Ausschreibungsmenge nicht von Geboten gedeckt wird, da sich hier ein gegenteiliger Effekt einstellen kann. Eine geringere EEG-Vergütung kann jedoch auch dadurch legitimiert werden, dass bei einem geringeren Ausbau sich vor allem diejenigen für das Betreiben einer zusätzlichen Erneuerbaren-Energien-Anlage entscheiden, deren marginale Kosten geringer sind und die daher ein besseres (günstigeres) Gebot abgeben können. Ab 2027 verringern sich auch in der Windenergie auf See die zusätzlichen Förderkosten auf 60 Millionen Euro, und die Förderkosten für Windenergie an Land (-1,2 Milliarden Euro), Biomasse (-608 Millionen Euro) und Solarenergie (-591 Millionen Euro) sind negativ.

Die EEG-Umlage steigt im Szenario niedrig bis 2021 auf 6,63 Cent an. Für einen Vierpersonenhaushalt bedeutet dieses niedrigere Niveau der EEG-Umlage eine Kostensenkung von circa 60 Euro im Vergleich zum Referenzszenario. Abbildung 5-12 zeigt, aus welchen Komponenten sich die EEG-Umlage im Szenario niedrig zusammensetzt. Die Förderkosten der Bestandsanlagen

und der Kontoausgleich unterscheiden sich dabei nicht vom Referenzszenario. Im Gegensatz zum Szenario hoch reduziert jedoch hier der Strompreis die jährlichen Kosten für Bestandsanlagen um 1,33 Cent. Die Zusatzkosten erhöhen sich bis 2021 auf 0,28 Cent und sinken in den darauffolgenden Jahren. 2027 reduzieren sie die EEG-Umlage sogar um 0,58 Cent.

Abbildung 5-13: Kostenersparnis (Differenzkosten) einzelner Effekte im Szenario niedrig

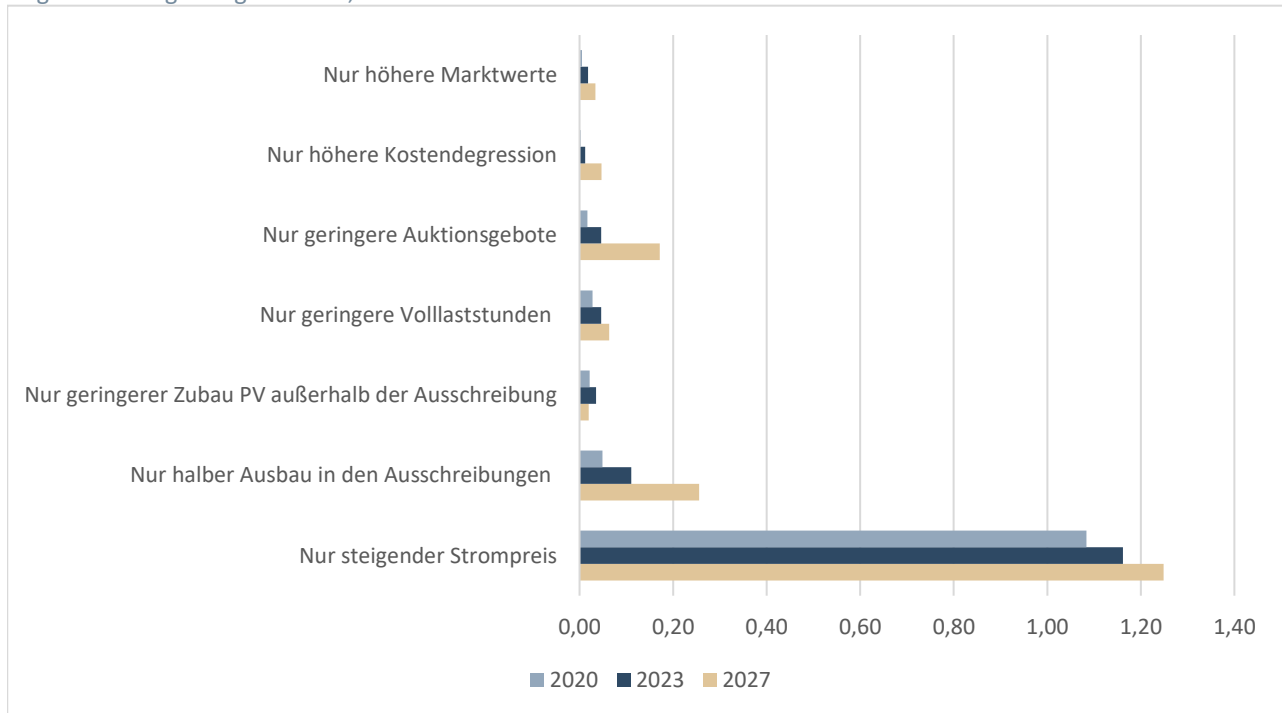
in Cent je Kilowattstunde, Szenario niedrig



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5-14: Mehrkosten (EEG-Umlage) einzelner Effekte im Szenario hoch

Gegen dem Regierungsszenario, in Millionen Euro



Quelle: Eigene Berechnungen

Auch im Szenario niedrig werden die einzelnen Effekte, die gegenüber dem Referenzszenario kostensenkend wirken können, isoliert voneinander betrachtet. Wie Abbildung 5-13 und 5-14 zu entnehmen ist, ist auch hier der Strompreiseffekt am stärksten. Da der Strompreis von 38,89 Euro im Basisszenario auf 55,0 Euro im Szenario niedrig steigt, sich also um 16,11 Euro erhöht, hat dies sogar einen größeren Effekt als im Szenario hoch, wo der Strompreis um 13,89 Euro auf 25 Euro sinkt. Die größte Auswirkung hat die Strompreiserhöhung durch die Aufwertung der Bestandsanlagen, welche die EEG-Umlage jährlich um 0,94 Cent senkt. Zudem können Neuanlagen mit einem höheren Strompreis vermarktet werden, sodass die Kostenerleichterung insgesamt 3,5 Milliarden Euro im Jahr 2019 beträgt und bis 2027 auf 4,1 Milliarden ansteigt. Die EEG-Umlage sinkt entsprechend um 1,05 Cent im Jahr 2019 und um 1,25 Cent im Jahr 2027.

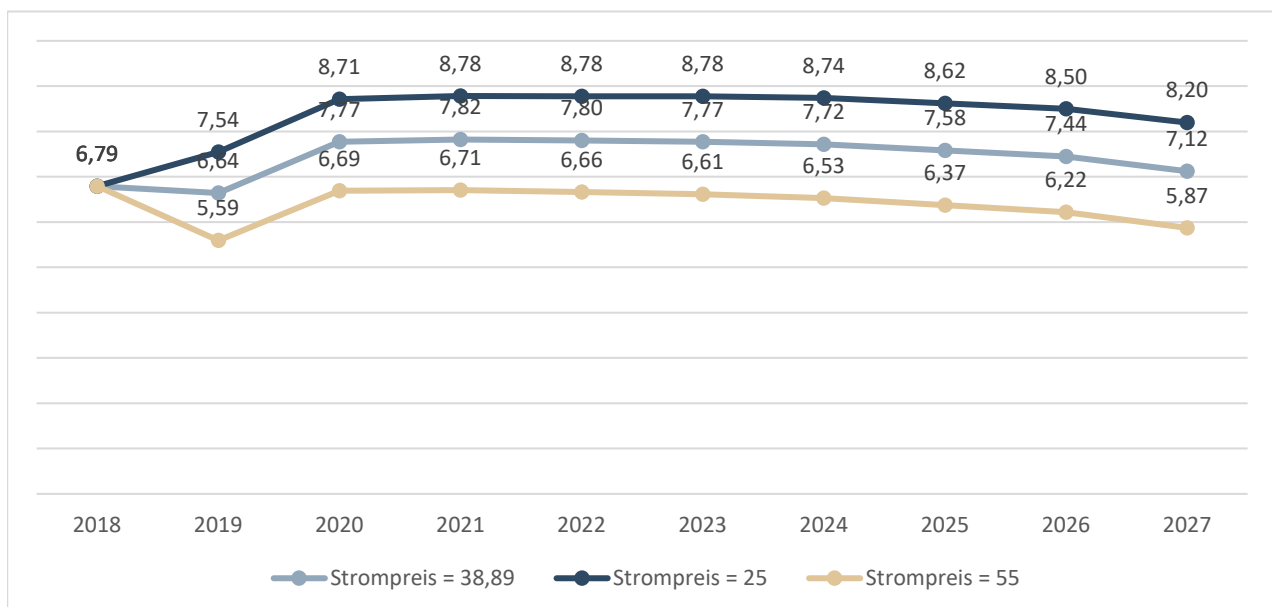
Andere Veränderungen in den Annahmen haben einen deutlich geringeren Einfluss. Beispielsweise reduziert die Halbierung des Ausbaupfads die Kosten 2019 nur um 76 Millionen, doch im Zeitverlauf steigt dieser Effekt auf 845 Millionen im Jahr 2027 an, was eine Erhöhung der EEG-Umlage um 26 Cent bedeutet. Zudem wurden im Szenario niedrig die zukünftigen Auktionsgebote niedriger angesetzt als im Szenario hoch. Beispielsweise wird nicht der Durchschnitt des höchsten noch bezuschlagten Gebotes, sondern der durchschnittliche Gebotswert benutzt, oder die Berechnung des Durchschnitts auf einen größeren Zeitraum ausgeweitet, in dem die

Gebote niedriger waren. In den meisten Technologien ist das geschätzte Gebot jedoch nicht weit von dem Referenzszenario entfernt, weshalb die Auswirkungen begrenzt sind. Sie treten vor allem ab 2025 zu Tage, wenn zusätzliche Windenergie auf See auktioniert wird und die Vergütungsannahme verändert wird. 2025 beträgt die Entlastung aufgrund der geringeren Vergütung 215 Millionen und 2027 567 Millionen, was eine Reduktion der EEG-Umlage um 0,17 Cent bedeutet.

5.4 Kostenveränderung durch Strompreisschocks

Abbildung 5-15: Mehrkosten (EEG-Umlage) einzelner Effekte im Szenario hoch

Gegenüber dem Regierungsszenario, in Millionen Euro



Quelle: Eigene Berechnungen

Da der Strompreis in der Kostenentwicklung der Szenarien eine entscheidende Rolle gespielt hat, wird in Abbildung 5-15 noch einmal dargestellt wie sich die EEG-Umlage abhängig von Schocks auf den Strompreis entwickeln kann. Dabei stellt der Strompreis 38,89 das Referenzszenario dar, in dem das in etwa erwartete Strompreinsniveau von 2019 konstant fortgeschrieben wird. 2019 liegt die EEG-Umlage abhängig von dem Strompreis jeweils in etwa einen Cent über beziehungsweise unter dem prognostizierten Niveau. Jedoch kann in diesem Jahr mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ein größerer Schock ausgeschlossen werden.

Der Effekt eines veränderten Strompreises wird im Zeitverlauf langsam größer. So beträgt der Unterschied 2026 beispielsweise 1,22 Cent Minderung durch einen höheren Strompreis und 1,06 Cent Erhöhung des Umlagebetrages durch einen geringeren Strompreis. Da die für die

Strompreisschocks verwendeten Strompreise Schätzungen für die nächsten Jahre beziehungsweise beobachteten Werten in den Vorjahren entsprechen, sind sie nicht unrealistisch. Eine hohe Volatilität des Strompreises in den letzten Jahren hat zudem gezeigt, dass Schwankungen um bis zu 15 Euro/kWh innerhalb von ein bis zwei Jahren möglich sind. Hier zeigt sich daher auch die Sensitivität der EEG-Umlage, welche größer wird, je mehr Anlagen zugebaut werden. Eine Senkung der Stromkosten beeinflusst den in diesem Jahr produzierten Strom aus erneuerbaren Energien. Je höher die produzierte Strommenge, desto größer ist der Einbruch in den Einnahmen, während sich die Ausgabenseite, also die Vergütung der Anlagenbetreiber durch den Strompreisschock nicht verändert. Daher könnte eine Beteiligung der Betreiber an den Marktrisiken diesen Effekt zumindest teilweise abfedern. Nicht vergessen werden darf, dass die EEG-Umlage kontrazyklisch wirkt, da sie in dem Jahr eines erhöhten Strompreises die Stromkosten durch einen geringeren Umlagebetrag verringert und somit auch die Volatilität des Strompreises für Verbraucher und Unternehmer reduziert.

6 Fazit

Die vorliegende Studie zieht ein vorsichtig positives Fazit aus der 2017 umgesetzten Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes. Faktoren, die in der dieser Studie vorhergehenden Analyse (Chrischilles, 2016) als problematisch eingeschätzt wurden, wie der teurere Zubau außerhalb der Ausschreibungen und die fehlende Mengenkontrolle des Zubaus, wurden nun weitgehend aufgehoben.

Zum einen kann der Mengenkontrolle in den kostenrelevanten Technologien durch einen ausgedehnten Pfad, der einen Zubau jenseits der Ausschreibungsmenge nicht erlaubt, Rechnung getragen werden. Gleichzeitig kann aber nicht erreicht werden, dass die gesamte ausgeschriebene Menge auch bezuschlagt wird. In einem Szenario wurde daher ein geringerer Ausbaupfad angenommen. Dies bedeutet, dass die Kosten für Neuanlagen sinken, allerdings zum Preis eines verlangsamten Ausbaus von erneuerbaren Energien.

Zum anderen wird die Zubaumenge außerhalb der Ausschreibungen indirekt durch einen „atmenden Deckel“ gesteuert. So erhöht sich die EEG-Vergütung für kleinere Solaranlagen, welche außerhalb der Ausschreibungen zugebaut werden dürfen, wenn der Zubau das Ausbauziel der Bundesregierung übertrifft. Für andere Technologien gibt es mittlerweile keinen „atmenden Deckel“ mehr, da entweder auch kleinere Anlagen an den Ausschreibungen teilnehmen müssen (z. B. Biomasse), oder der prognostizierte Ausbau von kleineren Anlagen keine Relevanz hat (z. B. Windenergie).

Eine weitere Beobachtung der vorliegenden Studie sind die Wechselwirkungen zwischen Ausschreibungsmenge und den Auktionsgeboten. Im Szenario Hoch steigen die Auktionsgebote aufgrund des verdoppelten Ausschreibungspfads, was wiederum die Marktwerte der Erneuerbaren-Energien Anlagen senkt. Somit wirken diese Effekte gemeinsam kostentreibend.

Im Szenario niedrig senkt ein halbiertes Ausschreibungspfad die Kosten und zusätzlich bedeuten auch geringere Auktionsgebote weniger Kosten. Der Effekt der Auktionsgebote auf die Kostenentwicklung ist jedoch aufgrund der geringeren Ausschreibungsmenge gedämpft. Die Implikation ist, dass eine asymmetrische Entwicklung der EEG-Umlage zu beobachten ist: Die Erhöhung des Ausbaupfades steigert die Kosten mehr als die Senkung des Ausbaus sie reduziert.

Das vorliegende Kurzgutachten zeigt des Weiteren, dass die Höhe der EEG-Umlage entscheidend von der Strompreisentwicklung beeinflusst wird. Grund dafür ist, dass der Strompreis die Einnahmen sowohl aus Bestandsanlagen als auch aus Neuanlagen verändert.

Zusätzlich zur Entwicklung des Strompreises ist durch die Ausschreibungen eine weitere Unsicherheit bezüglich der Kostenentwicklung entstanden: Es ist schwer vorhersehbar, wie sich die Gebote in den Auktionen zukünftig entwickeln. Während in den ersten Ausschreibungen 2017 viele niedrige Gebote beobachtet wurden, stiegen in den Ausschreibungsrunden 2018 die Werte und befanden sich teilweise im Durchschnitt nur knapp unter dem gesetzlichen Höchstwert, welcher in den meisten Technologien im Zeitverlauf sinkt. Der Gesetzgeber kann die Entwicklung der Gebote durch die Festlegung dieser Obergrenze steuern und nach unten korrigieren. Jedoch ist mit der Festlegung eines zu niedrigen Höchstwertes, der möglicherweise nicht die Kosten der Anlagebetreiber deckt, die Gefahr verbunden, dass zu wenige Gebote eingehen. Dies wurde beispielsweise bisher in der Solarenergie und bei Biomasse beobachtet.

Für Unternehmen mit einem hohen Energiebedarf stellen die Fluktuation und die fehlende Vorhersehbarkeit der Kostenentwicklung ein hohes Risiko dar. Bereits für einen Vierpersonenhaushalt schwanken die Ergebnisse je nach Szenario um bis zu 100 Euro jährlich und verändern sich im Zeithorizont stark.

Aus ökonomischer Sicht erscheint es sinnvoll, den Anlagenbetreibern keine Garantie einer fixen 20-jährigen Förderung zu geben, sondern sie zumindest teilweise an den Risiken des Strommarktes zu beteiligen. Dadurch würde sich nicht nur die Einnahmenseite des EEG-Kontos verändern, wenn der Strompreis sinkt, sondern auch die Ausgaben würden sinken, was zu einer höheren Stabilität des Umlagebetrages führen würde.

Damit das Preissignal vom Strommarkt bei den Anlagenbetreibern überhaupt ankommt, ist beispielsweise eine Fixierung der Marktprämie auf einen festen Förderbetrag sinnvoll. Dies bedeutet, dass die Betreiber erneuerbarer Energien-Anlagen nicht wie bisher die Marktprämie als Differenz zwischen der EEG-Vergütung und dem auf dem Strommarkt erzielten Preis erhalten, sondern den erzielten Strompreis und eine fixe Prämie erhalten. Damit schwankt der Umsatz der Anlagenbetreiber mit dem Strompreis. Dies würde es beispielsweise attraktiver machen, Photovoltaik-Anlagen so auszurichten, dass sie auch in sonnenärmeren Stunden produzieren, in denen sie höhere Preise erzielen können. Dadurch werden für die Anlagenbetreiber Anreize gesetzt, den Wert der Stromerzeugung und nicht die Strommenge zu maximieren.

Mehr technologieübergreifende Ausschreibungen könnten zusätzlich zu Effizienzgewinnen in dem EEG-System beitragen. Bisher zeigte sich in einer Pilotphase mit gemeinsamen Ausschreibungen für Wind und Solar, dass der Wettbewerb zwischen diesen Technologien verstärkt wurde. Das durchschnittliche Gebot lag unter den Geboten in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergie an Land und solarer Strahlungsenergie.

7 Beschreibung der Szenarien im Detail

7.1 Regierungsszenario

Tabelle 7-1: Regierungsszenario

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Wind an Land									
Zubau außerhalb der Ausschreibung in MW	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Vergütung (Euro/MWh), ab 2020 jährlich 2 Prozent sinkend	46,3	58,8	57,6	56,5	55,4	54,3	53,2	52,1	51,1
Zubau in der Ausschreibung in MW	2.800	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900
Vergütung (Euro/MWh), jährlich 2 Prozent sinkend	54,0	52,9	51,9	50,8	49,8	48,8	47,8	46,9	45,9
Volllaststunden	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200
Wind auf See									
Zubau in der Ausschreibung in MW			500	500	700	700	700	840	840
Vergütung (Euro/MWh), jährlich 3 Prozent sinkend			26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	62,6	60,7
Zubau Übergangsanlagen bis 2020 in MW	892	892							
Vergütung (Euro/MWh)	184,0	139,0							
Volllaststunden	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
Solaranlagen									
Zubau in der Ausschreibung in MW (95 Prozent Realisierung)	570	570	570	570	570	570	570	570	570
Vergütung (Euro/MWh)	52,9	51,2	49,5	48,0	46,4	44,9	43,5	42,1	40,8
Volllaststunden	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Zubau außerhalb der Ausschreibung in MW	1.930	1.930	1.930	1.930	1.930	1.930	1.930	1.930	1.930
Mengengewichtete Vergütung (Euro/MWh), monatlich 0,05 Prozent sinkend	108,5	105	101,6	98,4	95,3	92,3	89,4	86,5	83,7
Volllaststunden	950	950	950	950	950	950	950	950	950
Biomasse									

Zubau in die Ausschreibungen in MW	150	200	200	200	200	200	200	200	200
Vergütung (Euro/MWh), jährlich 1 Prozent sinkend	140,2	138,8	137,4	136,0	134,6	133,3	132,0	130,6	129,3
Volllaststunden	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Wasserkraft									
Zubau in MW (Netto)	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Größengewichtete Vergütung (Euro/MWh), jährlich 0,5 Prozent sinkend	92,5	92,0	91,5	91,1	90,6	90,2	89,7	89,3	88,8
Volllaststunden	3.822	3.835	3.822	3.822	3.825	3.825	3.826	3.824	3.824
Geothermie									
Zubau in MW (Netto)	15	4	7	0	7	4	4	4	5
Größengewichtete Vergütung (Euro/MWh), ab 2021 jährlich 5 Prozent sinkend	252,0	252,0	239,4	227,4	216,1	205,3	195,0	185,2	176,0
Volllaststunden	5.204	5.227	5.141	5.170	5.241	5.197	5.195	5.189	5.198
Deponie-, Klär- und Grubengas									
Rückbau in MW (Netto)	-2	-89	-21	-28	-35	-43	-32	-35	-36
Durchschnittliche historische Vergütung	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
Volllaststunden	3.363	3.319	3.739	3.850	3.538	3.562	3.602	3.658	3.642
Sonstiges									
Strompreis in Euro je MWh	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89	38,89
Marktwerte	Szenario Trend ÜNB								

Quelle: Eigene Berechnungen

7.1.1 Windenergie an Land

Anlagen dauerhaft außerhalb der Ausschreibungen: Ab dem 1. Januar 2019 erhalten Windenergieanlagen über 750 KW keine gesetzlich festgelegte Vergütung mehr, sondern nehmen an den Ausschreibungen teil. Windenergieanlagen unter 750 KW Leistung sowie Pilotanlagen können den gesetzlich anzulegenden Wert auch nach 2018 erhalten. Anlagen unter 750 KW haben bei den jüngsten Zubauten kaum Relevanz (IE, 2016). Daher wird für diese Anlagen in Anlehnung an den dieser Studie vorhergehenden Bericht (Chrischilles, 2016) ein Ausbaupfad von jährlich 30 MW angenommen. Es wird vereinfachend von einer Realisierung von 100 % im

ersten Jahr ausgegangen. Laut EEG wird der Strom aus Windenergieanlagen unter 750 KW Leistung mit dem Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots im Vorvorjahr vergütet. Daher wird für die Berechnung der Vergütung im Jahr 2019 (2020) das durchschnittlich höchste Zuschlagsgebot 2017 (2018) verwendet. Ab 2021 wird der anzulegende Wert für 2020 mit einer Kostendegression von jährlich 2 Prozent fortgeschrieben. Dies entspricht der durchschnittlichen Kostensenkung von Windenergieanlagen im Zeitraum 2013-2017 (BMW, 2017).

Anlagen in der Auktion: Für Anlagen über 750 KW, die nicht bis Ende 2016 genehmigt und bis Ende 2018 zugebaut wurden, wird der anzulegende Wert wettbewerblich bestimmt. Die entsprechenden zu auktionierenden Mengen von jeweils 2.800 MW im Jahr 2019 sowie 2.900 MW ab dem Jahr 2020 sind im EEG festgelegt. Es wird von einer 100-prozentigen Realisierung der bezuschlagten Mengen ausgegangen, das heißt, alle Anlagen werden innerhalb der gesetzlich festgelegten 30 Monate nach dem Zuschlag fertiggestellt. Entsprechend den Daten für 2017 (Fachagentur Windenergie an Land, 2018) wird angenommen, dass 70 Prozent der Windenergieanlagen im Jahr der Bezuschlagung realisiert werden, 20 Prozent im nächsten und 10 Prozent im übernächsten Jahr. In Bezug auf das Repowering, also der Ersatz alter Anlagen durch leistungsstärkere neue, wird angenommen, dass etwa 16 Prozent der gesamten Leistung als Repoweringanlagen installiert werden, was dem Durchschnitt der Jahre 2015 bis 2017 entspricht (FA Wind, 2018). Da nach Branchenangaben diese Anlagen etwa das Doppelte der installierten Leistung auf sich vereinen, ist davon auszugehen, dass die Hälfte der installierten Leistung tatsächlich kostensteigernd wirkt. Kostenwirksam berücksichtigt beim Zubau werden also 92 Prozent des Bruttoausbaupfades.

Bisher fanden in der Technologie Windenergie an Land sechs Ausschreibungsrunden statt. Der gesetzlich festgelegte Höchstwert der Gebote betrug 7,0 Cent im Jahr 2017 und 6,3 Cent im Jahr 2018. Die mengengewichteten Durchschnitte der bezuschlagten Gebote lagen 2017 (2018) mit 4,5 (5,5) Cent deutlich darunter. Für durchschnittliche Vergütung von Neuanlagen im Jahr 2019 wird daher der bisherige mengengewichtete Durchschnitt der 2018 bezuschlagten Gebote von 5,5 Cent/kWh veranschlagt¹¹, welcher jährlich um 2 Prozent abgesenkt wird (BMW, 2017). Die Vergütung der Anlagen wird für die Berechnung der Auszahlungen in den jeweiligen Jahren mit der Realisierungsdauer verrechnet.

¹¹ Wie hoch die bezuschlagte Menge zum letzten Auktionstermin am 1. August 2018 betrug, stand zum Zeitpunkt der Prognoseberechnung noch nicht fest; es wurde die Annahme getroffen, dass sie gleich dem Durchschnitt der in diesem Jahr bezuschlagten Mengen ist (656). Die tatsächliche Auktionsmenge betrug 666 MW, was die Berechnung des durchschnittlichen Gebotes nicht verändert.

Zur Berechnung der Strommengen wird auf die angenommenen 2.200 Volllaststunden des BMWi zurückgegriffen, die es in den ersten Entwürfen des EEG 2017 zugrunde gelegt hatte, um mittels der sogenannten „Weltformel“ die Ausschreibungsmengen für Wind Onshore zu bestimmen (BMWi, 2016a; BMWi, 2016b).

7.1.2 Wind Offshore

Übergangsanlagen (Inbetriebnahme bis 2020): Bis 2020 können Projekte noch im Rahmen der gesetzlich festgelegten anzulegenden Werte außerhalb von Ausschreibungen realisiert werden. Nach Planung der Bundesnetzagentur werden bis Ende 2020 Offshore-Windparkprojekte mit einer Kapazität von 7.700 MW installiert sein. Bis Ende 2016 wurden 4.132 MW an Windenergieanlagen auf See installiert (BNA, 2017). Daraus ergibt sich eine Differenz zwischen dem Ausbauziel der Bundesregierung und den bereits installierten Anlagen von 3.568 MW, welche für die vorliegende Prognose gleichmäßig auf die Jahre 2017 bis 2020 aufgeteilt werden. Anlagenbetreiber, die mit ihrer Windanlage bis Ende 2019 in Betrieb gehen, können sich zwischen zwei Vergütungsmodellen entscheiden: Beim Stauchungsmodell können 2019 18,4 Cent pro kWh in den ersten zwölf Jahren und 3,9 Cent in den nächsten acht Jahren verlangt werden, während im Basismodell 2019 14,9 Cent in den ersten zwölf Jahren und 3,9 Cent in den nächsten acht Jahren ausgezahlt werden. Es wird davon ausgegangen, dass sich alle Anlagenbetreiber für das in den ersten Jahren höher vergütete Stauchungsmodell entscheiden. Für Anlagen, die im Jahr 2020 installiert werden, gilt grundsätzlich die Vergütung nach dem Basismodell, wobei die Vergütung gegenüber dem Vorjahr von 14,9 auf 13,9 Cent sinkt. 2027, im letzten Jahr der vorliegenden Prognose, sinkt die Vergütung der 2019 nach dem Stauchungsmodell installierten Anlagen von 19,4 Cent auf 3,9 Cent, was in die Berechnung mit einbezogen wird.

Ausschreibung bestehender Projekte (Inbetriebnahme ab 2021): Der Ausbaupfad der Bundesregierung sieht vor, dass für 2021 und 2022 jährlich 500 MW, für 2023 bis 2025 jeweils 700 MW und 2026 bis 2030 jährlich 840 MW zugebaut werden. Die Vergütungen für Anlagen, die ab dem Jahr 2021 in Betrieb gehen, wurden ab 2017 in Ausschreibungen ermittelt. Der gesetzlich vorgeschriebene Höchstwert für die Vergütung der Anlagen wurde auf 10 Cent festgelegt. 2017 und 2018 wurden Gebote mit einer Kapazität von insgesamt 3.100 MW bezuschlagt, was den Ausbaupfad von 2021 bis einschließlich 2025 abdeckt. Davon ausgehend, dass alle Projekte realisiert werden, werden die 2021 und 2025 ausgebauten Anlagen mit einem durchschnittlichen Zuschlagswert von 2,6 Cent pro kWh vergütet, was dem Ergebnis der Ausschreibungen 2017 und 2018 entspricht.

Zur Berechnung der Strommengen wird auf die angenommen 4.200 Volllaststunden des BMWi zurückgegriffen, die es in den ersten Entwürfen des EEG 2017 zugrunde gelegt hatte, um mittels der sogenannten „Weltformel“ die Ausschreibungsmengen für Wind Onshore zu bestimmen (BMWi, 2016a).

Ausschreibung neuer Projekte: Inbetriebnahme ab 2026:

Ab 2026 erfolgen die Ausschreibungen nach dem zentralen Modell, das heißt in einem Flächenentwicklungsplan wird festgelegt, wann auf welchen Flächen Windparks errichtet werden. Die Installation der Windparks wird wie bisher wettbewerblich bestimmt. Das BMWi plant für 2026 bis 2030 ein Ausschreibungsvolumen von jährlich 840 MW. Die ab 2026 zugebauten Anlagen wurden noch nicht ausgeschrieben. Für das Regierungsszenario wird der mengengewichtete Durchschnitt der höchsten noch bezuschlagten Gebote 2017 und 2018 von 8,0 Cent pro kWh als erwartetes durchschnittliches Gebot geschätzt, welches ab 2019 mit einer jährlichen Degression von 3 Prozent fortgerechnet wird und damit im Jahr 2026 6,3 Cent und im Jahr 2027 6,1 Cent beträgt.¹²

7.1.3 Solaranlagen

Anlagen über 750 KW in der Ausschreibung: Seit 2017 wird der anzulegende Wert für Solaranlagen über 750 KW wettbewerblich ermittelt. Die Bundesregierung plant mit einer Ausschreibungsmenge von jährlich 600 MW für Anlagen über 750 KW. Für diese Solaranlagen wird im Referenzszenario von einer Realisierungsrate von 95 Prozent ausgegangen, da laut BMWi seit 2015 durchschnittlich 94 Prozent der Gebote realisiert wurden.

Der gesetzlich festgelegte Höchstwert für die Ausschreibungen lag 2017 bei 8,91 Cent und wird seit Februar 2017 monatlich um 0,05 Prozent verringert, wenn sich der Bruttozubau in allen Größenklassen der Solarenergie zwischen 2.300 und 2.500 MW bewegt. Da der von der Bundesregierung anvisierte Gesamtzubau von 2.500 MW im Basisszenario exakt erfüllt ist, wird der Degressionspfad von monatlich 0,05 Prozent übernommen und auf die prognostizierte Vergütung angewandt. Als anzulegender Wert der Vergütung wird für die Prognose der höchste durchschnittliche Zuschlagswert der bisherigen fünf Ausschreibungen in Höhe von 5,5 Cent pro kWh verwendet.

Volllaststunden für größere Anlagen werden hier analog zu den im Gesetzgebungsprozess des EEG veranschlagten 1.000 Stunden angesetzt (BMWi, 2016a).

¹² Die Kostendegression von jährlich 3 Prozent wird mit einer Studie von Prognos (2013) begründet, welche im Basisszenario von einer Kostensenkung um 31 Prozent innerhalb von zehn Jahren ausgeht.

Anlagen außerhalb der Ausschreibung: Insgesamt strebt die Bundesregierung einen Zubau von 2.500 MW an, der in diesem Szenario ab 2019 genau erfüllt wird. Damit ergibt sich der realisierte Zubau im Segment <750 KW aus der Differenz zu den per Ausschreibung zugebauten Mengen und wird auf verschiedene Größenklassen verteilt. Es wird geschätzt, dass sich die verbleibende Menge von 1.930 MW zu einem Drittel auf Anlagen unter 10 KW verteilt, zu 17 Prozent auf Anlagen größer 10 KW aber kleiner 40 KW und 17 Prozent der Anlagen bleiben zwischen 40 KW und 100 KW installierter Nennleistung (BWS Solar, 2017). Somit liegen zwei Drittel der außerhalb der Ausschreibung zugebauten Anlagen unter der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung und können weiterhin eine Einspeisevergütung erhalten. Es wird hier davon ausgegangen, dass sie davon Gebrauch machen. Es werden die entsprechenden Vergütungen samt Basisdegression aus dem EEG 2017 angesetzt. Weil 2017 laut BNA in allen Größenklassen der Solarenergie jedoch nur 1.750 MW zugebaut wurden, verringert sich die Vergütung für dieses Jahr nicht, ab 2018 wird sie um monatlich um 0,05 Prozent reduziert.

Anlagen über 100 KW und unter 750 KW nehmen an der verpflichtenden Direktvermarktung teil und erhalten den gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert gemäß EEG, der der entsprechenden Basisdegression unterliegt.

Volllaststunden für kleinere Anlagen werden hier gemäß BMWi durchgängig mit 950 Stunden angesetzt (BMWi, 2016a).

Gemeinsame Ausschreibungen Wind und Solar: 2018 bis 2020 werden in einer Pilotphase 400 MW jährlich technologieübergreifend ausgeschrieben (BMWi, 2017b). Zum ersten Ausschreibungstermin 2018 betrug das durchschnittlich bezuschlagte Gebot 4,67 Cent, wobei alle Zuschläge an Anlagen der Solarenergie gingen. Dies zeigt, dass die Gebote in den gemeinsamen Ausschreibungen aufgrund des verstärkten Wettbewerbs im Durchschnitt geringer sind als die Gebote in den technologiespezifischen Ausschreibungen Solar- (5,22 Cent) und Windenergie an Land (4,93 Cent). Da sich die Bundesregierung offenhält, ob die Pilotphase nach 2020 weitergeführt wird, werden gemeinsame Ausschreibungen für die Prognose nicht weiter berücksichtigt. Zudem war das durchschnittlich bezuschlagte Gebot mit der Vergütung in der Solarenergie vergleichbar und die Ausschreibungsmenge der Pilotphase wird im darauffolgenden Jahr vom jeweiligen technologiespezifischen Ausschreibungsvolumen, in diesem Fall von der Solarenergie, abgezogen.

7.1.4 Biomasse

2017 fanden erstmals auch Ausschreibungen für Biomasseanlagen statt. Ab 2019 kann außerhalb der Ausschreibungen kein Zubau mehr erfolgen. Im Erneuerbare-Energien-Gesetz ist ein jährlicher Brutto-Ausbau von 150 MW bis 2019 und 200 MW bis 2022 vorgesehen. Für die

Jahre 2023 bis 2027 wird angenommen, dass sich der Brutto-Ausbau ebenfalls auf 200 MW beläuft. Der bislang erste Termin, zu dem die Ausschreibungsergebnisse veröffentlicht wurden, war der 1. September 2017. Zu diesem Termin wurden 95 MW des geplanten Zubaus nicht bezuschlagt, welche dann dem nächsten Gebotstermin (1. September 2018) zugeteilt werden.

Der Zubau in den Segmenten <150 kW, dessen Vergütung gesetzlich bestimmt wird, wird vernachlässigt. Zum einen werden etwaige Mengen in den entsprechend nachfolgenden Ausschreibungsrunden Berücksichtigung finden. Zum anderen sind die Mengen verschwindend gering, 2017 wurden beispielsweise 236 kW bezuschlagt (BNA, 2017).

Beim Zubau muss zwischen gasförmigen und festen Biomasseanlagen unterschieden werden, da erstere nur auf 50 Prozent und letztere nur auf 80 Prozent der Gebotsmenge einen Zahlungsanspruch haben. Es wird davon ausgegangen, dass entsprechend der Entwicklung der letzten Jahre 75% Biogasanlagen und 25% Biomasseanlagen zugebaut werden (Fraunhofer IEE, 2018).

Der Höchstwert für Neuanlagen beträgt zum 1. September 2018 14,73 Cent, bei jährlicher Absenkung um 1 Prozent. Der Höchstwert für Bestandsanlagen, die unter bestimmten Voraussetzungen auf eine Anschlussförderung bieten können, beträgt 16,73 Cent und unterliegt der gleichen Kostensenkung. Zudem darf der Gebotswert nicht höher sein als der Durchschnitt der individuellen Vergütungszahlungen der letzten drei Kalenderjahre. Beim ersten Gebotstermin 2017 gingen laut der Bundesnetzagentur circa 77 % der bezuschlagten Menge an Bestandsanlagen (>150 kW). Obwohl der Höchstwert für Bestandsanlagen höher ist als für die Neuanlagen, waren die bezuschlagten Gebote für Neuanlagen beim ersten Gebotstermin 2017 mit 14,8 Cent höher als für Bestandsanlagen mit 14,2 Cent. Für die Prognose wird im Referenzszenario der mit dem Anteil von Neu- und Bestandsanlagen gewichtete Durchschnitt der 2017 bezuschlagten Gebote (14,30 Cent) mit einer jährlichen Degression von 1 Prozent fortgerechnet. Volllaststunden für Biomasseanlagen werden hier gemäß BMWi durchgängig mit 4.000 Stunden angesetzt (BMWi, 2016a).

7.1.5 Wasserkraft, Geothermie, Deponie-, Klär- und Grubengas

Die Bundesregierung geht für den Zubau sonstiger Technologien von keinem nennenswerten Zubau aus (BMWi, 2016).

Für den Zubau und die Volllaststunden von Wasserkraftanlagen wird in Ermangelung eines von der Regierung vorgegebenen Pfads auf die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen (IE Leipzig, 2017; R2B, 2017). Betrachtet wird hier der explizit ausgewiesene Nettozubau. Der mittlere Zubau bis 2022 wird für die Jahre 2023 bis 2027 fortgeschrieben. Da die BNA die installierten Leistungen über 10 MW nicht auflistet, wird angenommen, dass das Größenverhältnis von produzierten MW von 2013 konstant bleibt und wird mit dem Anteil der

2016 angegebenen Leistung für >10 MW gewichtet (BMWi, 2015). Dadurch kann der durchschnittlich anzulegende Wert berechnet und diese Mischvergütung auf den Zubau angewandt werden. Nach EEG 2017 verringert sich dieser Wert jährlich um 0,05 Prozent.

Auch für den Zubau und die Volllaststunden von Geothermieanlagen wird auf die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber bis 2022 zurückgegriffen und entsprechend bis 2027 fortgeschrieben (IE Leipzig, 2017; R2B, 2017). Der anzulegende Wert von 25,2 Cent pro kWh der ausschließlich in Direktvermarktung befindlichen Anlagen wird direkt aus dem EEG 2017 übernommen. Ab 2021 verringert sich der anzulegende Wert laut Erneuerbare-Energien-Gesetz jährlich um 5 Prozent.

Für Anlagen, die mit Deponie-, Klär- und Grubengas betrieben werden, wird gemäß der Mittelfristprognose ein Nettorückbau unterstellt. Für die Auszahlungen, die dann wegfallen, wird die durchschnittliche Vergütung der Jahre 2004 bis 2018 unterstellt. Die Volllaststunden werden aus der Mittelfristprognose übernommen und entsprechend ihrer Zusammensetzung aus Deponie-, Klär- und Grubengas mit der Menge gewichtet.

7.1.6 Strompreise, Marktwerte und vermiedene Netznutzungsentgelte

Für die Entwicklung der EEG-Umlage ist insbesondere die Entwicklung des Börsenstrompreises maßgeblich. Für das Regierungsszenario wird gemäß dem Konzept der Übertragungsnetzbetreiber der Phelix Baseload Year Future verwendet. Der letzte Mittelwert zwischen dem 2.10.2017 und dem 27.8.2018 lag bei 38,89 Euro/MWh. Im Sinne einer Status quo Betrachtung werden für das Regierungsszenario daher auf 38,89 Euro/MWh angesetzt.

Da erneuerbare Energien gleichzeitig eingespeist werden, erreichen sie durch die kurzzeitige Erhöhung des Angebots oft unterdurchschnittliche Erlöse an der Strombörse. Dies drückt sich in den sogenannten Marktwerten aus, die sich tendenziell im Zeitverlauf verschlechtern. Für die Marktwertfaktoren wird auf das Trendszenario der Mittelfristprognose der ÜNB zurückgegriffen beziehungsweise die im Rahmen dessen ermittelten Werte von IE Leipzig (2016). Bis 2021 sind diese verfügbar – bis 2027 wird der Trend der Jahre 2018 bis 2021 fortgeschrieben. Dabei muss jedoch erwähnt werden, dass sich die Berechnungen der Marktwerte in der Mittelfristprognose auf Annahmen zum Nettoausbau und der zukünftigen Stromerzeugung beruhen, die sich von dem vorliegenden Basisszenario unterscheiden können. Der Marktwert für Strom aus Biomasse, Gasen, Wasserkraft, Geothermie wird als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert, daher beträgt der Marktwertfaktor für diese Technologien immer genau eins (R2B, 2017).

Vermiedene Netzentgelte (vNE) werden dem EEG-Konto als Einnahmeposition gutgeschrieben. Nach dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz von 2017 werden vermiedene Netzentgelte bei allen Bestandsanlagen ab 2018 auf dem Niveau des Jahres 2016 eingefroren und schrittweise abgeschmolzen beziehungsweise für volatile Neuanlagen wie Wind- und Solaranlagen ab 2018 komplett abgeschafft. Für steuerbare Neuanlagen (Biomasse, Geothermie etc.) werden vermiedene Netzentgelte ab 2023 komplett abgeschafft. Diese Gesetzesänderung, welche die Förderkosten erhöht, wird in die Berechnung der Zusatzkosten ab 2019 mit einbezogen. Die vermiedenen Netzentgelte, welche für Bestandsanlagen wegfallen, werden nun als Kosten in die Berechnung einbezogen, weil sie im Vergleich zur bisherigen Berechnung der Deckungslücke 2018 als Einnahmeposition fehlen. Für steuerbare Neuanlagen bis 2022 werden die vermiedenen Netzentgelte mit dem Durchschnitt der bisherigen Entwicklung der vNE je Kilowattstunde berechnet.

7.1.7 Erlöschen von Förderberechtigungen

Ab 2020 ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass Anlagen die über 20 Jahre eine Förderung erhalten haben, aus der Förderung herausgehen. Bis 2027 wird daher davon ausgegangen, dass die installierte Leistung der unterschiedlichen Technologien in den Jahren 2000 bis 2007 nicht mehr gefördert wird. Für die Strommenge werden die durchschnittlichen Volllaststunden, für Auszahlungen die durchschnittlichen Vergütungen der entsprechenden Förderperiode und für die Einnahmen die Marktwerte und Strompreise des Betrachtungsjahres zugrunde gelegt.

Für Wasserkraft, Geothermie, Deponie-, Klär- und Grubengas wird keine separate Rückbau-rechnung getätigt, da bereits mit den Netozubauzahlen kalkuliert wurde und zudem die Relevanz dieser Posten vernachlässigbar ist.

7.2 Szenario „Hoch“ und Szenario „Niedrig“

Im Folgenden wird beschrieben, welche Annahmen für die oberen und unteren Szenarien getroffen wurden, sofern sie vom Regierungsszenario abweichen.

Tabelle 7-2: Szenario hoch

Abweichungen vom Regierungsszenario

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Wind an Land									
Doppelter Zubau in den Ausschreibungen in MW	5600	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800
Vergütung (Euro/MWh), jährlich 1 Prozent sinkend	62,4	61,7	61,1	60,5	59,9	59,3	58,7	58,1	57,6
Volllaststunden	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600
Wind auf See									
Vergütung (Euro/MWh), jährlich 2 Prozent sinkend			26,3	26,3	40,0	88,6	86,8	85,1	83,4
Volllaststunden	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
Solaranlagen									
Doppelter Zubau in den Ausschreibungen in MW (100 Prozent Realisierung)	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Vergütung (Euro/MWh)	83,5	78,3	73,4	68,8	64,5	60,4	56,6	53,1	49,8
Anlagen außerhalb der Ausschreibung in MW	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300
Biomasse									
Doppelter Zubau in den Ausschreibungen in MW	300	400	400	400	400	400	400	400	400
Vergütung (Euro/MWh)	177,3	175,5	173,8	172,0	170,3	168,6	166,9	165,3	163,6
Sonstiges									
Strompreis in Euro je MWh	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Marktwerte	Unteres Szenario ÜNB								

Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 7-3: Szenario niedrig

Abweichung vom Regierungsszenario

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Wind an Land									
Zubau in den Ausschreibungen in MW	1400	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450
Vergütung (Euro/MWh), jährlich 3 Prozent sinkend	47,8	46,4	45,0	43,6	42,3	41,1	39,8	38,6	37,5
Volllaststunden	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
Wind auf See									
Zubau in den Ausschreibungen in MW			250	250	350	350	350	420	420
Vergütung(Euro/MWh), jährlich 4 Prozent sinkend			26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
Volllaststunden	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Solaranlagen									
Zubau in den Ausschreibungen in MW (90% Realisierung)	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Vergütung (Euro/MWh)	53,0	53,8	54,6	55,4	56,2	57,1	57,9	58,8	59,7
Anlagen außerhalb der Ausschreibung in MW	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230
Biomasse									
Zubau in den Ausschreibungen in MW	75	100	100	100	100	100	100	100	100
Sonstiges									
Strompreis in Euro je MWh	38,89	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00
Marktwerte	Oberes Szenario ÜNB								

Quelle: Eigene Berechnungen

Für die vier kostenrelevanten Technologien Windenergie an Land, Windenergie auf See, Solarenergie und Biomasse wird der gesetzliche Ausbaupfad halbiert und verdoppelt. Eine Verdoppelung des Ausbaupfads kann mit einem Regierungswechsel oder dem politischen Willen, den Ausbau zu beschleunigen und damit einen höheren Prozentsatz an erneuerbaren Energien vorweisen zu können, legitimiert werden. Die Halbierung des Ausbaupfads kann dagegen der Tatsache Rechnung tragen, dass nicht genügend Gebote eingehen. Dies wurde bisher bei den

Technologien Solar und Biomasse beobachtet wurde und führte zu einem Aufschub des Ausbaupfades in das nächste Jahr. Wenn dann wieder nicht genügend Angebote eingehen, wird der Ausbau weiterhin aufgeschoben und so weiter. Zudem kann argumentiert werden, dass nicht alle bezuschlagten Gebote ihr niedriges Angebot realisieren können.

Darüber hinaus werden technologiespezifisch folgende Änderungen getätigt:

7.2.1 Windenergie an Land

Szenario Hoch:

Der angenommene Ausbau der Windanlagen außerhalb der Ausschreibungen verändert sich nicht, da ohnehin nur mit einem begrenzten Zubau gerechnet wird.

Für Anlagen, deren gesetzliche Werte innerhalb der Auktion ermittelt werden, kann sich aufgrund des Entwicklungsstadiums der Windenergie an Land eine geringere Kostensenkung über den betrachteten Zeitraum einstellen. Hier wird davon ausgegangen, dass sich der Zuschlagswert anstatt um 2 Prozent jährlich nur um 1 Prozent verringert. Zudem wird als Ausgangswert für die Kostendegression nicht der Durchschnitt der bisherigen Gebote (Regierungsszenario) verwendet, sondern der gesetzlich angelegte Höchstwert für 2017 von 6,3 Cent. Dies wird damit begründet, dass nach sehr niedrigen Ausschreibungsergebnissen 2017 das durchschnittlich bezuschlagte Gebot bei den letzten Ausschreibungsterminen zu dem gesetzlichen Höchstwert zu konvergieren scheint. Bei der letzten Ausschreibung lag es beispielsweise mit 6,2 Cent nur knapp unter dem Höchstwert. Zudem muss bei einer Verdoppelung des Ausbaus damit gerechnet werden, dass auch ungünstigere Standorte erschlossen werden, und die Kosten für Anlagenbetreiber höher sind und deshalb auch Gebote knapp unter dem Höchstwert abgegeben werden.

Der Gesetzgeber schätzt konservativ, dass neue Windanlagen 2.200 Stunden im Jahr unter Vollast laufen. Tatsächlich können zukünftige Anlagen deutlich bessere Werte erreichen. Hier wird im Sinne der Referenzstandortbetrachtung von 2.600 ausgegangen, was eine Abschätzung auf Basis des Agora Energiewende-Rechners (2018) darstellt.

Szenario Niedrig:

Der angenommene Ausbau der Windanlagen außerhalb der Ausschreibungen verändert sich gegenüber dem Referenzszenario nicht, da ohnehin nur mit einem begrenzten Zubau gerechnet wird.

Auch der anzulegende Wert berechnet sich wie im Referenzszenario aus dem Durchschnitt der bisher bezuschlagten Gebote, es werden aber auch die Gebote von 2017 in die Berechnung mit einbezogen, in denen das durchschnittlich bezuschlagte Gebot geringer war. Somit ergibt

sich für 2018 ein anzulegender Wert von 4,83 Cent je kWh. Zudem wird mit 3 Prozent eine höhere Kostendegression als im Basisszenario erwartet. Da 2018 (2019) die Volllaststunden bei geschätzt 1.774 (1816) liegen werden (R2B, 2017), wird im Szenario niedrig von Volllaststunden in der Höhe von 1.800 ausgegangen.

7.2.2 Wind Offshore

Szenario Hoch:

Für die sogenannten Übergangsanlagen entsprechen die Angaben Branchenschätzungen und werden insofern nicht variiert. Für das obere Szenario wird jedoch angenommen, dass neue Windparks Volllaststunden in dem Zeitraum bis 2027 bis zu 4.500 Stunden erreichen können, was einer Schätzung des Agora Energiewende-Rechners (2018) für das Szenario hoch entspricht. Der anzulegende Wert für die Vergütung des noch nicht bezuschlagten Ausbaus wird im Szenario hoch auf den gesetzlich festgelegten Höchstwert festgelegt. Auch hier gilt, dass beim letzten Ausschreibungstermin der höchste Zuschlagswert mit 9,8 Cent nur knapp unter dem Höchstwert von 10 Cent lag und die Gebote durch das Lernen der Auktionsteilnehmer daher in Zukunft höher sein werden. Der Höchstwert wird mit einer geringeren Kostensenkung von 2 Prozent jährlich fortgeschrieben.

Szenario Niedrig:

Die Halbierung des Ausbaus (und damit insgesamt etwa 2400 MW) ist hier nur schwer zu legitimieren, da bereits 3.100 MW für den Ausbau ab 2021 bezuschlagt wurden. Allerdings fanden sich darunter auch Angebote für 0,00 Cent, bei denen die Realisierung nicht gesichert ist. Der anzulegende Wert der Vergütung entspricht dem durchschnittlichen Wert der bezuschlagten Gebote. Für die Volllaststunden wird 4.000 angenommen, da sie im Trendszenario der Mittelfristprognose zwischen 4.000 und 4.100 geschätzt werden (R2B, 2017).

7.2.3 Solaranlagen

Szenario Hoch:

Die Regierung plant einen Gesamtausbau von jährlich 2.500 MW in der Solarenergie. Im Szenario hoch wird dieser Ausbau auf 3.500 MW erhöht. Das bedeutet, dass außerhalb der Ausschreibungen 2.300 MW zugebaut werden, da der Zubau innerhalb der Ausschreibungen vom Regierungspfad in Höhe von 600 MW auf 1.200 MW verdoppelt wird, wovon 100 Prozent realisiert werden. Da der Gesamtausbauplan um jährlich 1.000 MW überschritten wird, erhöht sich die festgelegte monatliche Degression auf 1 Prozent, was als Korrekturmechanismus im EEG angelegt ist und für die Prognose übernommen wird. Als anzulegender Wert für die Vergütung wird im Szenario Hoch der gesetzlich festgelegte Höchstwert angenommen.

Szenario Niedrig:

Hier wird der Zubau dauerhaft niedrig bei 1.500 MW gesehen. Der Zubau in den Ausschreibungen halbiert sich auf 300 MW jährlich, wovon 90 Prozent, also 270 MW realisiert werden und der Zubau außerhalb der Ausschreibungen beträgt 1.230 MW. Als anzulegender Wert der Vergütung wird der bisherige durchschnittliche Zuschlagswert benutzt, während im Regierungsszenario von dem höchsten noch bezuschlagten Gebot ausgegangen wird. Da der Gesamtzubau im Szenario Niedrig den anvisierten Zubau von 2.500 MW unterschreitet, steigt der anzulegende Wert laut Erneuerbaren-Energien-Gesetz 1,5 Prozent in einem Monat und bleibt in den sonstigen Monaten konstant.

7.2.4 Biomasse

Szenario Hoch:

Der Ausbaupfad der Bundesregierung wird entsprechend verdoppelt. Darüber hinaus werden für die anzulegenden Werte die Höchstwerte für Bestands- (16,73 Cent) und Neuanlagen (14,73 Cent) veranschlagt. Für die Berechnung des mengengewichteten anzulegenden Wertes wird wie im Basisszenario angenommen, dass sich die bezuschlagten Gebote aus 78% Bestandsanlagen und 33% Neuanlagen zusammensetzen.

Szenario Niedrig:

Der Ausbaupfad der Bundesregierung wird entsprechend halbiert. Für die anzulegenden Werte wird wie im Basisszenario der Durchschnitt der bisherigen Auktionen verwendet.

7.2.5 Strompreise, Marktwerte und vermiedene Netznutzungsentgelte

Für die beiden Szenarien hoch und niedrig wird die Schätzung der Marktwertfaktoren im unteren beziehungsweise im oberen Szenario der Mittelfristprognose (IE Leipzig, 2016) verwendet.

Einen erheblichen Einfluss auf die EEG-Umlage haben überdies die eigentlichen Strompreise. Für die Jahre 2019 bis 2027 werden konstant ein Hochpreis- und ein Niedrigpreisfad skizziert. Für das Szenario „hoch“ wird mit 25 Euro ein etwas geringerer Wert als die niedrige Entwicklung des Strompreises des Agora Energierechners (2018) angenommen, welche von 30 Euro/MWh ausgeht. Für das Szenario niedrig wird das Referenzszenario des Agora Energierechners verwendet, welches eine Erhöhung des Strompreises auf 55 Euro/MWh vorsieht.

Bezüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte wird keine dem Basisszenario abweichende Annahme getroffen, da der Abbau der vNE gesetzlich geregelt ist und keinen Spielraum für Interpretationen lässt.

8 Literatur

Agora Energiewende, 2018, AGORA-EEG-Rechner_v3_4_17

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015, Marktanalyse Wasserkraft, Broschüre

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016a, EEG 2016: Ausschreibungsvolumen für Wind an Land, Eckpunktepapier

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016b, EEG-Novelle 2016: Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2017a, EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2018

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2017b, Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen und Solaranlagen, Eckpunktepapier

BSW Solar, 2017, Entwicklung des deutschen PV-Marktes: Auswertung und grafische Darstellung der Meldedaten der Bundesnetzagentur, Präsentation

Bundesnetzagentur (BNA), 2017, EEG in Zahlen 2016

Chrischilles, 2016, EEG 2017: EEG 2017 – Mögliche Entwicklungen der Förderkosten bis 2020 und 2025. Kurzgutachten im Auftrag der Vereinigung der hessischen Unternehmerverbände e. V., Unternehmerverbände Niedersachsen e.V., Die Energieintensiven Industrien in Deutschland, Köln

FA Wind, 2018: Analyse der Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2017, Berlin

Fraunhofer IEE, 2018, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II a: Biomasse, Zwischenbericht

Fraunhofer ISI, 2015, Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket 4: Analyse ausgewählter Einflussfaktoren auf den Marktwert Erneuerbarer Energien, Karlsruhe

Leipziger Institut für Energie (IE), 2016, Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher 2017 bis 2021, Leipzig

Leipziger Institut für Energie (IE), 2017, Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher 2018 bis 2022, Leipzig

Prognos, 2013, Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland

Research to business Energy consulting (R2B), 2017, Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG- geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2018 bis 2022

Abstract

The German EEG: A new cost forecast

Possible developments of the funding costs from 2019 to 2027

In the present study, the future development of the EEG costs is forecasted. The *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG) is the German law of promoting renewable energies. The expenses from subsidizing renewable plants are apportioned to the German electricity consumers in the form of the *EEG-Umlage* (EEG reallocation charge). The future costs of subsidizing renewable energy plants, which result from the difference between the payments of the government to the operators and the revenues from feeding electricity from renewable sources into the grid, are estimated in three scenarios. The three scenarios show that the peak of the costs of subsidizing renewable energies and thus the peak of the EEG reallocation charge will be reached before 2027. Total annual subsidizing costs will rise until 2022 and decline over time from 2023 onwards in two of the three scenarios. The reason for the predicted cost decline from 2023 to 2027 is that, as of 2020, old installations, which are relatively expensive, drop out of the funding. Further, the electricity price in those two scenarios is estimated to be higher than the current one, which increases the state's revenue from the renewable energy plants. Those effects are reflected accordingly in the EEG reallocation charge. In the trend scenario, it will rise to 7.8 euro cents in 2021 and fall slightly in the following years until it reaches 7.1 euro cents in 2027. However, due to the large number of parameters and the uncertainty regarding factors like the future development of electricity demand, no reliable statement can be made on a long forecast period. In particular, the price of electricity is hardly predictable. Nonetheless, it has a major impact on the future level of the EEG reallocation charge.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1: Beschreibung der Szenarien	15
Tabelle 5-1: Beschreibung des Regierungsszenarios.....	16
Tabelle 5-2: Beschreibung des Szenarios „hoch“	23
Tabelle 5-3: Beschreibung des Szenarios „niedrig“	29
Tabelle 7-1: Regierungsszenario.....	38
Tabelle 7-2: Szenario hoch.....	47
Tabelle 7-3: Szenario niedrig	48

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Jährliche Differenzkosten für Neuanlagen ab 2019	5
Abbildung 1-2: Jährliche Differenzkosten gesamt.....	7
Abbildung 1-3: Entwicklung der EEG-Umlage	8
Abbildung 5-1: Mehr- und Gesamtkosten der Förderung bis 2027	17
Abbildung 5-2: Mehrkosten der Förderung bis 2025 nach Technologien	18
Abbildung 5-3: Förderrückgang durch Ausscheiden von Anlagen aus der Förderung	19
Abbildung 5-4: Entwicklung der EEG-Umlage	20
Abbildung 5-5: Entwicklung der EEG-Umlage für Haushalte.....	22
Abbildung 5-6: Mehr- und Gesamtkosten der Förderung bis 2025	24
Abbildung 5-7: Mehr- und Gesamtkosten der Förderung bis 2025	25
Abbildung 5-8: Entwicklung der EEG-Umlage	26
Abbildung 5-9: Mehrkosten (Differenzkosten) einzelner Effekte im Szenario hoch.....	27
Abbildung 5-10: Mehrkosten (EEG-Umlage) einzelner Effekte im Szenario hoch	27
Abbildung 5-11: Mehr- und Gesamtkosten der Förderung bis 2025	30
Abbildung 5-12: Mehrkosten der Förderung bis 2025 nach Technologien	31
Abbildung 5-13: Kostenersparnis (Differenzkosten) einzelner Effekte im Szenario niedrig...32	
Abbildung 5-14: Mehrkosten (EEG-Umlage) einzelner Effekte im Szenario hoch	33
Abbildung 5-15: Mehrkosten (EEG-Umlage) einzelner Effekte im Szenario hoch	34