

Zukunftsszenarien für erneuerbare Energien – wie viel und welche Förderung wird zukünftig benötigt?

Diskussionspapier im Rahmen des Dienstleistungsvorhabens „Zukünftige Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Ort: Karlsruhe

Datum: Juli 2020

Impressum

Zukunftsszenarien für erneuerbare Energien – wie viel und welche Förderung wird zukünftig benötigt?

Projektleitung

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Jenny Winkler, jenny.winkler@isi.fraunhofer.de

Autoren

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Jenny Winkler, Anne Held

Beteiligte Institute

Consentec GmbH
Grüner Weg 1, 52070 Aachen
Luise Bangert, Christoph Maurer, Bernd Tersteegen

Stiftung Umweltenergierecht
Ludwigstraße 22, 97070 Würzburg
Markus Kahles

TU Wien
Karlsplatz 13, 1040 Wien
Jasper Geipel, Gustav Resch, Franziska Schöniger

Navigant Consulting
Albrechtstraße 10 c, 10117 Berlin
Malte Gephart, Corinna Klessmann, Sarah Gül

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg ZSW
Helmholtzstraße 8, 89081 Ulm
Henning Jachmann, Tobias Kelm, Jochen Metzger

Auftraggeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie BMWi
Scharnhorststr. 34-37, 10115 Berlin

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Relevante Rahmenbedingungen	7
2.1	Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken	7
2.2	Einnahmelmöglichkeiten für erneuerbare Energien am Strommarkt	10
2.3	Der Einfluss von Finanzierungskosten	11
2.4	Erste Schlussfolgerungen zur mittel- und langfristigen Notwendigkeit von Förderung für erneuerbare Energien im Stromsektor.....	13
3	Qualitative Betrachtung: Szenarien für die langfristige Rolle von erneuerbaren Energien im Stromsektor	14
3.1	Einführung Szenariobetrachtung	14
3.2	Zentrale Szenarien	16
3.2.1	Partielle Marktintegration.....	16
3.2.2	Vollständige Marktintegration.....	32
3.2.3	Zentrale Planung.....	37
3.3	Dezentrale Szenarien.....	40
3.3.1	Erfolgreiche dezentrale Geschäftsmodelle	40
3.3.2	Kommunalszenario	49
3.4	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	51
4	Quantitative Analyse des künftigen Finanzierungsbedarfs: Kann das EEG 2025 abgeschafft werden?	53
4.1	Modellansatz und Annahmen.....	53
4.1.1	Das Modellsystem im Überblick.....	53
4.1.2	Die untersuchten Szenarien im Überblick.....	58
4.1.3	Kernannahmen	61
4.2	Der zukünftige Ausbau erneuerbarer Energien.....	71
4.3	Strompreise und Marktwerte	74
4.4	Der künftige Förderbedarf für erneuerbare Energien	77
4.4.1	Instrumentenvergleich – der Förderbedarf in Abhängigkeit des Förderregimes.....	77
4.4.2	Sensitivitätsanalysen: Gesamtüberblick aller betrachteten Szenarien	83
4.5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	100
5	Gesamtfazit und Empfehlungen	103

6	Literatur	106
7	Abbildungsverzeichnis	108
8	Tabellenverzeichnis	110

1 Einleitung

Im Vorhaben „Zukünftige Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland“ haben das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) in Kooperation mit Consentec, dem Zentrum für Solarenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW), Navigant, der TU Wien und der Stiftung Umweltenergierecht (SUER) den zukünftigen Finanzierungsbedarf für erneuerbare Energien (EE) im Stromsektor analysiert und für verschiedene Szenarien sinnvolle Förderinstrumente erarbeitet und bewertet.

In den letzten Jahren sind die erneuerbaren Energien im Stromsektor immer weiter ausgebaut worden und haben im Jahr 2018 bereits 37,8 % des Bruttostromverbrauchs in Deutschland gedeckt. Gleichzeitig sind die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien im Stromsektor stetig gesunken. Aktuell liegen diese bereits häufig unter den Kosten konventioneller Kraftwerke. In Zukunft wird ein weiteres Absinken der Kosten erwartet. Vor diesem Hintergrund stellt sich immer mehr die Frage, inwieweit eine Förderung der erneuerbaren Energien weiterhin notwendig ist.

Gleichzeitig ist zu beobachten, dass auch in anderen Bereichen des Energiesystems und darüber hinaus Veränderungen stattfinden, die ggf. die Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien verändern können. Unter anderem führen Fortschritte im Bereich der Digitalisierung dazu, dass dezentraler und Plattform-getriebener Handel neue Möglichkeiten für die Integration erneuerbarer Energien im Stromsektor schaffen. Gleiches gilt für die aktuellen Kostensenkungen von Speichertechnologien. Allerdings gibt es auch andere Entwicklungen, wie bspw. Herausforderungen und Verzögerungen beim Netzausbau.

Das vorliegende Papier hat zwei Ziele:

Zum einen soll die Frage beantwortet werden, inwieweit kurz-, mittel- und langfristig eine weitere Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor notwendig ist. Zum anderen wird analysiert, wie eine solche Förderung unter verschiedenen Rahmenbedingungen sinnvoll ausgestaltet werden kann.

Zur Beantwortung beider Fragen enthält das Papier sowohl quantitativ-modellbasierte als auch qualitativ-szenariobasierte Untersuchungen und Ergebnisse. Die Struktur des Papiers ist die folgende:

In Abschnitt 2 wird zunächst dargestellt, inwieweit sich die Rahmenbedingungen für EE im Stromsektor verändert haben und welche weiteren Entwicklungen in den nächsten Jahren zu erwarten sind.

Abschnitt 3 enthält eine qualitative Analyse von fünf unterschiedlichen Szenarien für das zukünftige Stromsystem und die jeweiligen Auswirkungen und geeignete Förderinstrumente für EE. Insbesondere sind in dieser Untersuchung sowohl dezentrale als auch zentrale, sowie marktbasierende und planungsbasierte Szenarien enthalten. In dem Abschnitt wird der langfristige Förderbedarf für EE im Stromsektor analysiert.

In Abschnitt 4 erfolgt eine modellbasierte Analyse des Ausbaus erneuerbarer Energien unter der Annahme verschiedener Rahmenbedingungen und Fördersysteme. Unter anderem wird auch analysiert, wie sich ein Verzicht auf eine explizite Förderung über den EU-ETS hinaus auf das Erreichen der Ausbauziele sowie die Gesamtsystemkosten und Förderkosten auswirken würde.

Abschnitt 5 enthält eine Zusammenfassung der Analysen sowie Schlussfolgerungen und Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Förderung für EE im Stromsektor.

Das vorliegende Papier fokussiert auf die Ausgestaltung der Ausgabenseite des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, also die Frage, in welcher Art und Weise Förderung an die Erneuerbare-Energien-Anlagen ausbezahlt werden sollte. Alternative Ansatzpunkte für die Einnahmenseite, also die Finanzierung der Förderung, die derzeit über die EEG-Umlage erfolgt, sowie eine Analyse von Auswirkungen und Verteilungswirkungen einer alternativen Finanzierung, sowie einer CO₂-Bepreisung, wurden ebenfalls im Rahmen des Vorhabens durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Analysen finden sich in einem separaten Bericht.

Ein weiterer Bericht behandelt detailliert die Frage nach Möglichkeiten zur Förderung von PV-Kleinanlagen, die nicht unter die aktuellen Ausschreibungen fallen.

2 Relevante Rahmenbedingungen

In den letzten Jahren haben sich die Rahmenbedingungen für die Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor deutlich verändert. Während in der Vergangenheit die Kosten der erneuerbaren Energien fast ausschließlich über den Kosten konventioneller Stromerzeugung lagen, hat sich dieses Bild inzwischen gewandelt. Ebenfalls relevant ist in diesem Zusammenhang, dass die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien inzwischen auch teilweise unter den an der Strombörse zu generierenden Einnahmen, also den Marktwerten der erneuerbaren Energien, liegen. Im Folgenden geben wir zunächst einen Überblick über die aktuellen Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien sowie zukünftig zu erwartenden Entwicklungen. Es folgt ein Vergleich mit Strompreisen und Marktwerten, ebenfalls unter Einbeziehung der aktuellen Situation sowie zukünftiger Entwicklungen. Abschließend erfolgt eine kurze Darstellung von Kapitalkosten und deren Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Basierend auf diesen Punkten erfolgt eine erste Einschätzung dazu, inwieweit eine Förderung erneuerbarer Energien mittel- bis langfristig noch notwendig ist, die in den Folgeabschnitten sowohl in qualitativer als auch in quantitativer Form vertieft wird.

2.1 Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken

Basierend auf der Studie des Fraunhofer ISE (2018) werden im Folgenden die aktuellen Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien im Stromsektor sowie Abschätzungen zu deren Entwicklung bis 2030 dargestellt.

Im Jahr 2018 lagen die Stromgestehungskosten laut Fraunhofer ISE (2018) von Wind und PV-Anlagen zumindest teilweise deutlich unter den Stromgestehungskosten für konventionelle Kraftwerke. Dies galt unter den in der Studie gewählten Annahmen insbesondere für große PV-Freiflächenanlagen sowie für Windanlagen an Land. Bei den konventionellen Kraftwerken sind derzeit Braunkohlekraftwerke am günstigsten, gefolgt von Steinkohlekraftwerken, Gas- und Dampfturbinen und reinen Gasturbinen. Unterschiede zwischen den konventionellen Erzeugungstechnologien ergeben sich unter anderem aufgrund der abweichenden Volllaststunden der einzelnen Technologien, die jedoch aufgrund der unterschiedlichen variablen Kosten begründbar sind (vergleiche Abbildung 1). Die Abbildung zeigt auch, dass die erneuerbaren Energien im Vergleich zu Kohlekraftwerken ähnliche Stromgestehungskosten aufweisen. Der von der Bundesregierung beschlossene Kohleausstieg wird daher die Kostenvorteile der erneuerbaren Energien weiter verstärken. Andere Studien (IRENA 2019, Lazard 2018) zeigen ebenfalls, dass insbesondere PV und Wind inzwischen im Vergleich zu konventionellen Technologien in einigen Situationen die kostengünstigere Lösung darstellen.

Abbildung 1: Aktuelle Stromgestehungskosten für erneuerbare und konventionelle Technologien in Deutschland, Quelle: Fraunhofer ISE (2018)

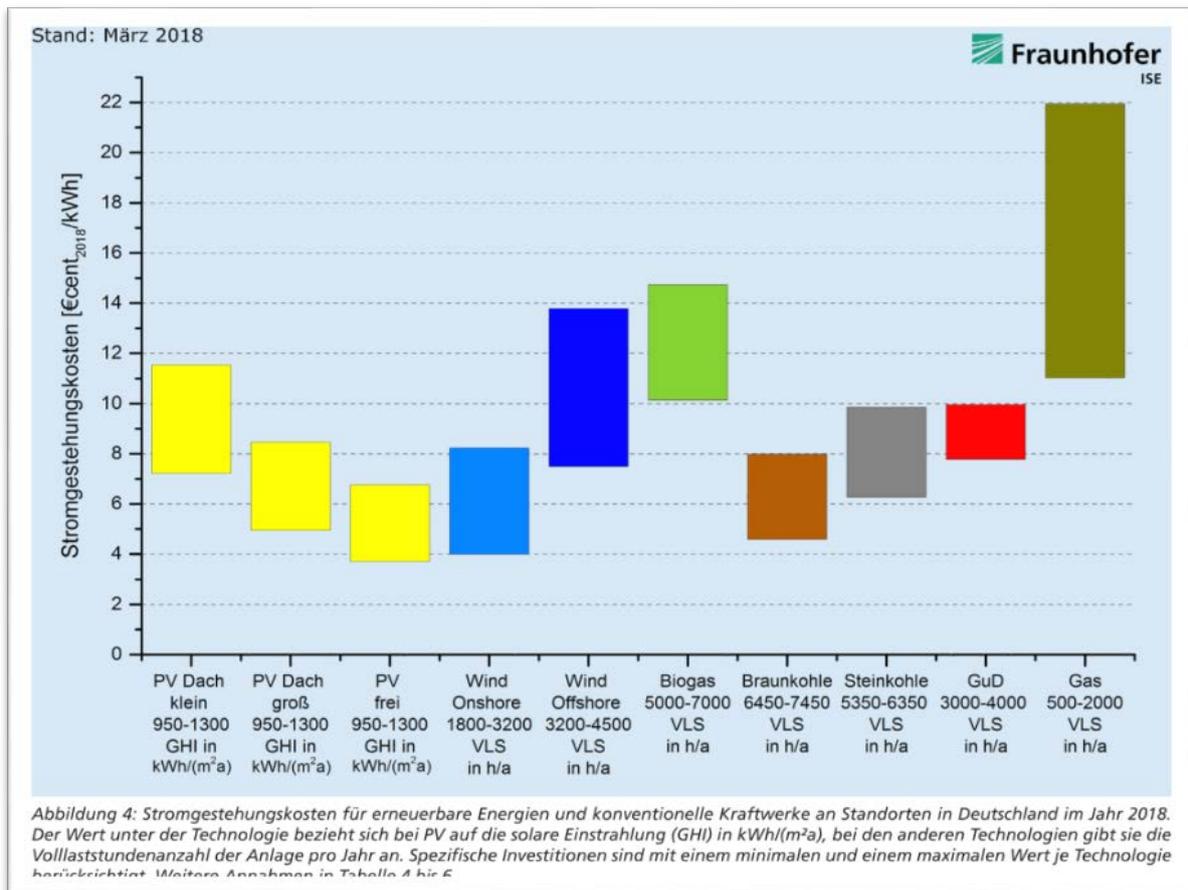


Abbildung 2 zeigt Prognosen zur Kostenentwicklung der Stromerzeugungstechnologien bis 2035. In der Abbildung steigen die Kosten der Stromerzeugung durch konventionelle Energien an, da von einer Reduktion der Volllaststunden sowie steigenden CO₂-Preisen im Kontext der fortschreitenden Dekarbonisierung des Sektors ausgegangen wird. In Kombination mit dem weiteren Absinken der Kosten der Erneuerbaren durch Lerneffekte, die auch in der Vergangenheit zu beobachten waren, führt dieser Anstieg dazu, dass im Jahr 2035 alle betrachteten EE-Technologien mit Ausnahme von Biogas günstiger sind als Gasturbinen. PV-Freiflächen- und Wind-Onshore-Anlagen sind auch im Vergleich zu Kohlekraftwerken und GuD-Anlagen wettbewerbsfähig.

Abbildung 2: Prognose für die Entwicklung der Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien sowie konventionelle Kraftwerke in Deutschland bis 2035

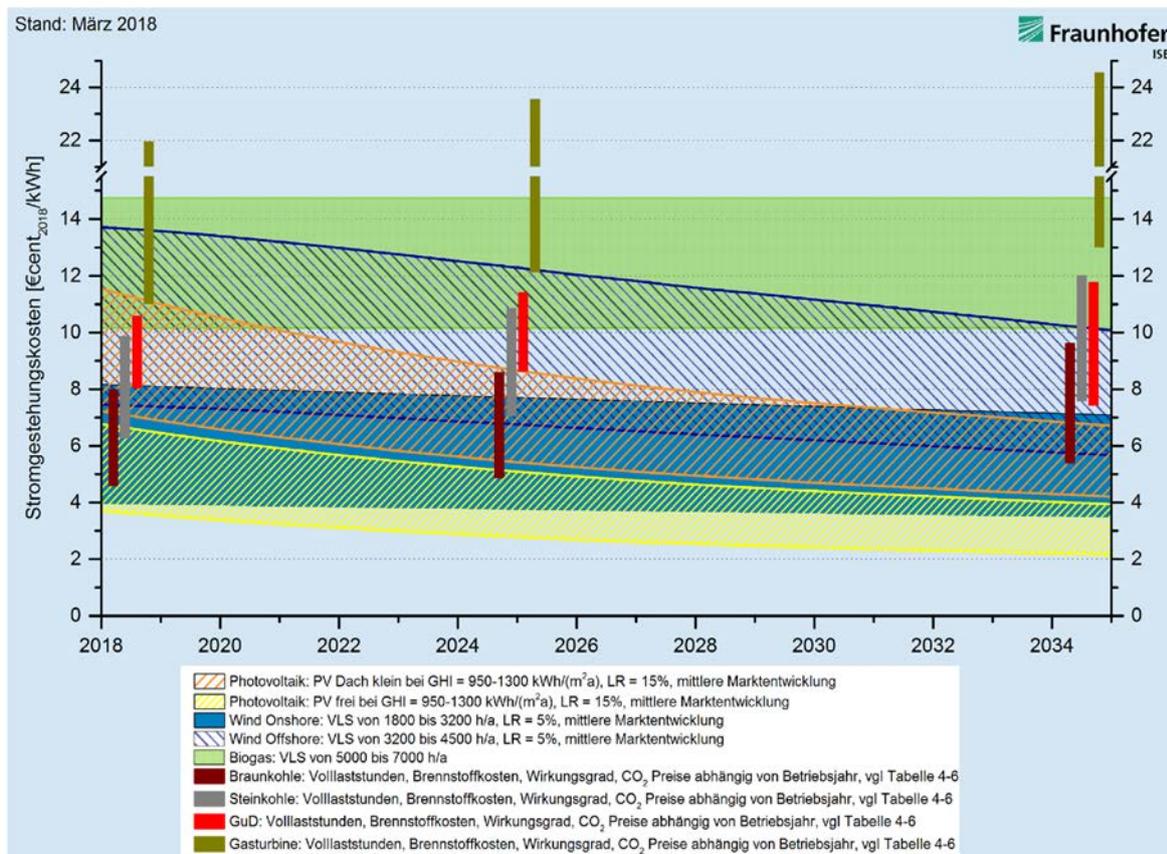


Abbildung 16: Prognose für die Entwicklung der Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien sowie konventionelle Kraftwerke in Deutschland bis 2035

Auch die Auktionsergebnisse der letzten Jahre können als Indiz dafür gelten, dass die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren weiter sinken werden. In Deutschland sind hier insbesondere die Ausschreibungsergebnisse bei PV-Freiflächen- und Offshore-Wind-Anlagen zu nennen. Bei Wind auf See gab es in beiden Ausschreibungsrunden Nullgebote; die Betreiber der zukünftigen Anlagen gehen demnach davon aus, dass Offshore-Anlagen in Zukunft ohne Förderung auskommen können¹. Die deutschen Ausschreibungsergebnisse, insbesondere bei Wind an Land, zeigen jedoch auch, dass Auktionsergebnisse nicht nur die Stromgestehungskosten der teilnehmenden Anlagen widerspiegeln, sondern Wettbewerbsniveau und Erwartungen der Teilnehmer ebenfalls eine wichtige Rolle spielen.

Zum Abschluss dieses Abschnitts lässt sich sagen, dass EE im Stromsektor hinsichtlich ihrer Stromgestehungskosten heute bereits teilweise wettbewerbsfähig im Vergleich zu konventionellen Technologien sind. Für die Zukunft wird ein weiteres Absinken der Kosten erwartet.

¹ Diese Aussage muss allerdings dahingehend relativiert werden, dass zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht klar ist, ob die Rahmenbedingungen (u. a. Strompreis- und Technologieentwicklung) sich so darstellen, dass die Anlagen tatsächlich wirtschaftlich zu realisieren sind.

2.2 Einnahmemöglichkeiten für erneuerbare Energien am Strommarkt

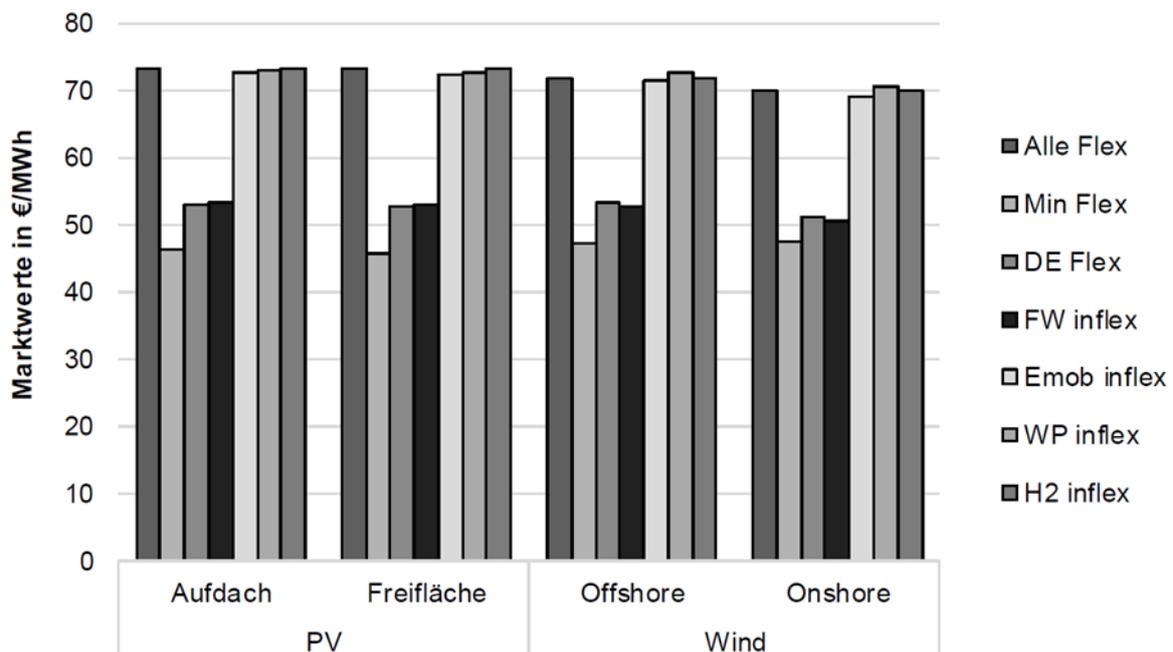
Geringere Kosten im Vergleich zur Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken sind zwar neben Klimaschutzüberlegungen sowie anderen Vorteilen ein sehr gutes Argument für einen Umbau des Stromsystems hin zu mehr erneuerbaren Energien. Die kostenbasierte Wettbewerbsfähigkeit impliziert jedoch nicht automatisch die Profitabilität von EE-Anlagen.

In einem System ohne EE-Förderung hängt diese von den Einnahmen ab, die EE-Anlagen am regulären Strommarkt erwirtschaften können. Diese Einnahmen (am Day-Ahead-Markt) werden häufig als der Marktwert der erneuerbaren Energien bezeichnet. Unterschieden wird dabei zwischen dem absoluten Marktwert (also den Einnahmen pro Einheit Strom) und dem relativen Marktwert (den Einnahmen der EE-Anlage pro Einheit Strom im Vergleich zum durchschnittlichen Strompreis).

Insbesondere der Marktwert von dargebotsabhängigen EE-Anlagen weicht systematisch vom durchschnittlichen Strompreis ab. Dies liegt daran, dass die EE-Anlagen nicht durchgehend Strom produzieren, sondern die Erzeugungsmenge wetterbedingt schwankt. Im Unterschied zu regelbaren EE oder konventionellen Kraftwerken kann die Erzeugung nur in geringem Ausmaß an Nachfrage oder Strompreis orientiert erfolgen². Bei geringen Anteilen erneuerbarer Energien liegt der Marktwert von PV-Anlagen typischerweise über dem durchschnittlichen Strompreis, da die PV-Erzeugung mittags erfolgt, wenn im Regelfall die Strompreise relativ hoch sind. Der Marktwert von Wind liegt typischerweise unter dem durchschnittlichen Strompreis, da die Erzeugung zumindest teilweise nachts (und damit bei geringer Nachfrage und geringen Preisen) erfolgt. Aufgrund des Merit-Order-Effekts bzw. des Kannibalisierungseffekts, der aufgrund der Gleichzeitigkeit der Einspeisung der EE und deren sehr geringen Grenzkosten auftritt, verringern sich die relativen Marktwerte von Wind und PV bei steigenden Anteilen der jeweiligen Technologie im Stromsystem. Dieser Effekt ist bei PV aufgrund der höheren Gleichzeitigkeit der Einspeisung (tagsüber, mittags) deutlich stärker ausgeprägt. Alternative Anlagenauslegung, wie bspw. eine Ost-West-Ausrichtung bei PV-Anlagen oder angepasste Rotor-Generator-Verhältnisse mit höheren Volllaststunden („Schwachwindanlagen“) können den Effekt mindern. Die Entwicklung der absoluten Marktwerte hängt insbesondere bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Stromsystem auch von der Flexibilität des Restsystems ab. Eine modellbasierte Analyse (Bernath et al., 2019a) dazu zeigt für ein Szenario mit 80 % Dekarbonisierung in 2050 eine Bandbreite von Marktwerten für PV-Anlagen sowie Wind an Land und Wind auf See-Anlagen in Abhängigkeit der verfügbaren Flexibilitäten. Die Spanne der Marktwerte liegt dabei unter den getroffenen Annahmen bei 47 €/MWh bis 73 €/MWh.

² Bei der Auswahl von Standort und Technologie können Varianten bevorzugt werden, die erwartungsgemäß zu höheren Einnahmen bzw. Marktwerten führen. Während des Betriebszeitraums können die Anlagen lediglich abgeregelt werden (bspw. bei negativen Preisen oder für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt).

Abbildung 3: Marktwerte von EE-Anlagen in 2050 bei unterschiedlicher Systemflexibilität (Quelle: Bernath et al. 2019a)



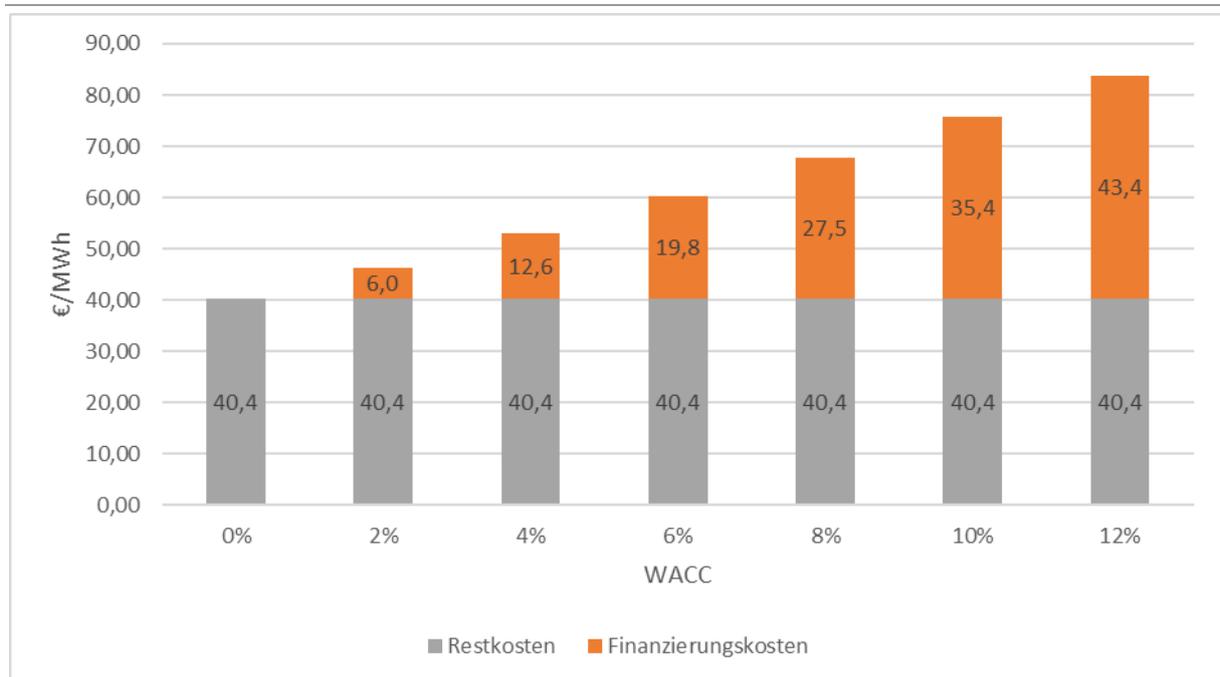
Ein Vergleich zwischen den Kosten der EE und den Marktwerten zeigt, dass bereits heute installierte Anlagen auch bei einer eher negativen Entwicklung der Marktwerte am regulären Strommarkt profitabel sein können. Allerdings bestehen hier große Unsicherheiten, bspw. hat die Entwicklung der CO₂-Preise einen großen Einfluss auf Strompreise und Marktwerte. Andererseits könnten EE-Anlagen theoretisch weitere Einnahmen durch eine Teilnahme am Markt für Regelenergie oder durch eine direkte Peer-to-peer-Vermarktung erzielen.

Hier stellt sich nun die Frage, inwieweit die Rentabilität der Anlagen am regulären Strommarkt ausreicht, um die EE-Ausbauziele zu erreichen und inwieweit eine Förderung weiterhin notwendig bleibt. Wichtig ist hier unter anderen der Zusammenhang zwischen Unsicherheiten (z. B. bzgl. zukünftiger Einnahmen), Finanzierungskosten und Gesamtkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

2.3 Der Einfluss von Finanzierungskosten

Abbildung 4 zeigt für eine beispielhafte PV-Anlage den Einfluss der Finanzierungskosten, gemessen als Weighted Average Costs of Capital (WACC), auf die gesamten Stromgestehungskosten einer Anlage.

Abbildung 4: Auswirkungen der Finanzierungskosten (WACC) auf die Stromgestehungskosten einer beispielhaften PV-Anlage (Investition 1000 €/kW, 1000 Volllaststunden, 3 %/Jahr Instandhaltungskosten)



Während die Anlage bei geringen WACC von 2 % Stromgestehungskosten von 46,4 €/MWh hat und die Refinanzierung am regulären Strommarkt damit ermöglicht wird, führen höhere Finanzierungskosten zu deutlich höheren Gesamtkosten der Stromgestehung (bspw. 83,8 €/MWh bei 12 % Finanzierungskosten). Entsprechend sinkt die Wahrscheinlichkeit eines profitablen Betriebs am regulären Strommarkt für die Anlage.

In diesem Zusammenhang ist entscheidend, welche Faktoren die Höhe des WACC beeinflussen. Der WACC wird berechnet aus den Kosten für Fremdkapital und den Kosten für Eigenkapital. Typischerweise liegen die Kosten des Fremdkapitals unter denen für Eigenkapital, allerdings ist die Verfügbarkeit von Fremdkapital damit verbunden, welche Risiken bzgl. der Profitabilität der Anlagen bestehen. Fremdkapital wird in Deutschland derzeit typischerweise von den Banken für den sicheren Teil der Erlöse bereitgestellt. Der Anteil der sicheren Erlöse wird jedoch aktuell durch das Fördersystem für EE bestimmt. Bei einer gleitenden Prämie entspricht der Anteil sicherer Einnahmen dem anzulegenden Wert. Bei einer Vermarktung der erneuerbaren Energien auf dem regulären Strommarkt ohne Förderung erhöhen sich die Risiken und damit die Finanzierungskosten, was die Wahrscheinlichkeit eines rentablen Betriebs ebenfalls reduziert. Die Wechselwirkungen zwischen Marktrisiken und Finanzierungskosten sind damit ein weiterer Aspekt, der bei der Frage zur Notwendigkeit der EE-Förderung, insbesondere bei feststehenden EE-Ausbauzielen, beachtet werden muss.

2.4 Erste Schlussfolgerungen zur mittel- und langfristigen Notwendigkeit von Förderung für erneuerbare Energien im Stromsektor

In diesem Abschnitt wurde gezeigt, dass die erneuerbaren Energien hinsichtlich ihrer Stromgestehungskosten bereits heute kostengünstiger sind als einige konventionelle Stromerzeugungstechnologien. In der Zukunft wird sich dieser Trend noch verstärken.

Dies allein begründet jedoch noch kein Auslaufen der EE-Förderung. Weitere Faktoren sind in diesem Zusammenhang zu beachten:

- die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Kostenentwicklungen
- die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Markterlöse
- die Wechselwirkungen zwischen Risiken und Finanzierungs- sowie Stromgestehungskosten
- die Weiterentwicklung der allgemeinen Rahmenbedingungen im Energiesystem (bspw. zentral vs. dezentral etc.)

Im Folgenden wird detaillierter diskutiert, unter welchen Rahmenbedingungen ein Auslaufen der Förderung möglich und sinnvoll ist bzw. wie eine zukünftige sinnvolle Ausgestaltung der EE-Förderung aussehen könnte. Die Analyse ist unterteilt in einen qualitativen und einen quantitativen Abschnitt.

3 Qualitative Betrachtung: Szenarien für die langfristige Rolle von erneuerbaren Energien im Stromsektor

3.1 Einführung Szenariobetrachtung

Derzeit bestehen noch große Unsicherheiten bzgl. der zukünftigen Entwicklung des Strom- und Energiesystems.

Zum einen ist, wie oben beschrieben, unklar, inwieweit sich die erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien am regulären Strommarkt in Zukunft refinanzieren können.

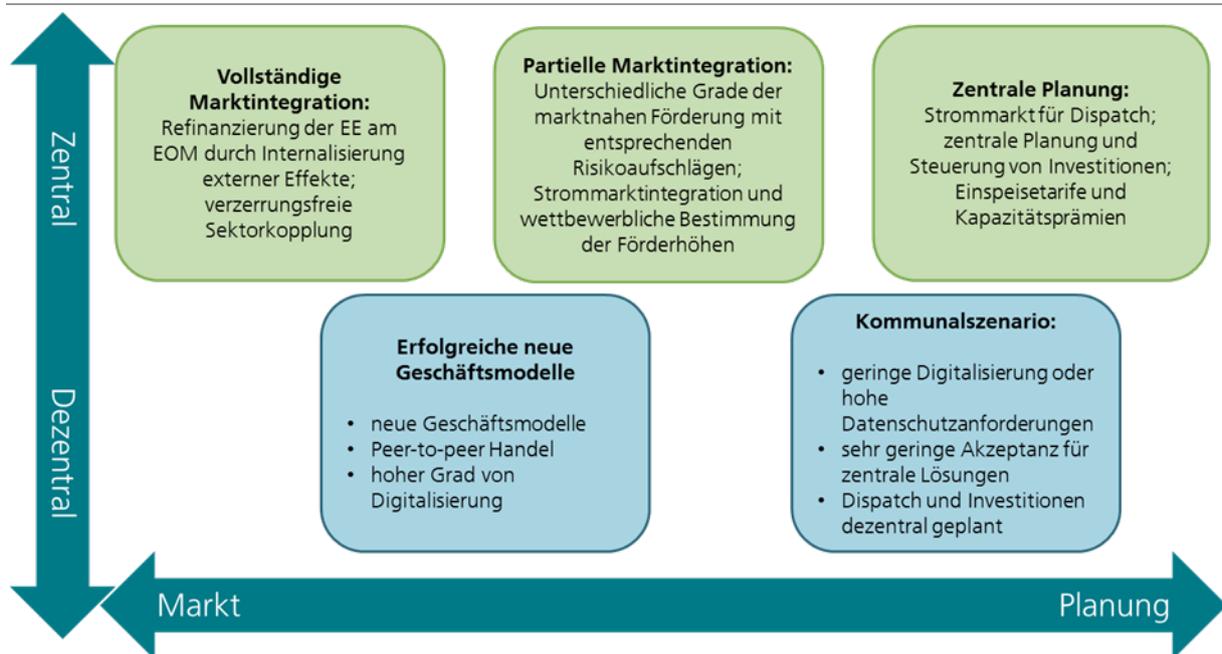
Zum zweiten stellt sich auch die Frage, wie der reguläre Strommarkt der Zukunft aussehen wird. Die Frage, inwieweit ein grenzkostenbasierter Markt, insbesondere bei hohen Anteilen von Stromerzeugungstechnologien mit sehr geringen Grenzkosten, effiziente Investitionsanreize setzen kann, wurde im Zusammenhang mit der Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen bereits ausführlich diskutiert. Weitergehend stellt sich auch die Frage, ob ein solcher Markt weiterhin einen effizienten Dispatch ermöglicht, bspw. dann, wenn nicht abgebildete Kosten (wie z. B. Netzintegrationskosten) regelmäßig höher ausfallen als die Grenzkosten der Stromerzeugung.

Zum dritten gibt es Unsicherheiten über den Grad der Dezentralität des zukünftigen Stromsystems. Insbesondere die Reduktion der Kosten für PV-Anlagen und Batteriespeicher, aber auch ein Trend hin zu dezentralen Handelsplattformen, integrierten Energiedienstleistungsangeboten und Crowd-Financing machen auch eine dezentrale Welt möglich. Gleichzeitig steigt in den letzten Jahren auch der Widerstand gegen großer Infrastrukturprojekte, wie Netze oder Windanlagen. Ein dezentrales System könnte diesen Widerstand ggf. reduzieren.

Zum vierten bestehen Unklarheiten darüber, welchen Einfluss die fortschreitende Digitalisierung auf das Energiesystem haben wird und in welchem Ausmaß und zu welchen Kosten Digitaltechnologien (wie bspw. Smart Meter) zur Verfügung stehen werden. In diesem Zusammenhang ist auch die Frage relevant, inwieweit die dann zur Verfügung stehenden Daten genutzt werden können.

Basierend auf den skizzierten Unsicherheiten wurden im Vorhaben fünf Szenarien für ein langfristiges Stromsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien entwickelt (vergleiche Abbildung 5). Diese unterscheiden sich zum einen in zentrale und dezentrale Szenarien, zum anderen hinsichtlich ihrer Position zwischen Markt und Planung. Die Szenarien wurden so gewählt, dass ein möglichst breites Spektrum von möglichen Entwicklungen abgedeckt wird. Entsprechend lassen sich anhand der Szenarien die Auswirkungen unterschiedlichster Entwicklungen systematisch analysieren.

Abbildung 5: Szenarien für ein langfristiges Stromsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien



Da die Szenarien sich insbesondere hinsichtlich ihrer Ähnlichkeit zum heutigen System, aber auch in Bezug auf ihre Eintrittswahrscheinlichkeit unterscheiden, wurden für die folgende Darstellung und Analyse der Szenarien unterschiedlichen Schwerpunkte gewählt.

Partielle Marktintegration

Das Szenario Partielle Marktintegration entspricht dem aktuellen Stromsystem. Da in diesem System bereits viele Rahmenparameter bekannt sind, erfolgt hier hauptsächlich eine Neubewertung verschiedener Fördersysteme für EE vor dem Hintergrund, dass deren Stromgestehungskosten zumindest teilweise unter den möglichen Markterlösen liegen und die Höhe der Förderung typischerweise in Auktionen bestimmt wird.

Vollständige Marktintegration

Im Szenario Vollständige Marktintegration wird davon ausgegangen, dass eine Refinanzierung der EE am regulären Strommarkt möglich ist. Der Fokus der Analysen liegt hier auf alternativen Instrumenten zur Risikoabsicherung, die auch in diesem Szenario die Finanzierungskosten reduzieren könnten.

Zentrale Planung

Bei diesem Szenario lautet zunächst die Prämisse, dass der grenzkostenbasierte Strommarkt keinen effizienten Dispatch mehr ermöglicht. Der Schwerpunkt der Analyse liegt hier auf einer qualitativen Abschätzung der Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Situation.

Erfolgreiche dezentrale Geschäftsmodelle

In diesem Szenario breiten sich neue dezentrale Geschäftsmodelle aus. Dies wird unter anderem durch sinkende Kosten der dezentralen Erzeugung, einen hohen Digitalisierungsgrad, aber auch durch eine Präferenz der Akteure für dezentrale Produkte ermöglicht. Da dieses Szenario stark vom heutigen Stromsystem abweicht, liegt der Fokus der Betrachtung auf der Beschreibung des Szenarios sowie der möglichen Effekte. Eine kurze Einführung und Evaluierung möglicher Förderinstrumente in diesem Kontext ist ebenfalls enthalten.

Kommunalszenario

Auch in diesem Szenario erfolgt eine Umstellung des Stromsystems auf einen hohen Grad an Dezentralität. Dies ergibt sich jedoch hauptsächlich dadurch, dass aufgrund großer Widerstände gegen zentrale

Anlagen der dezentrale Ausbau die einzige Möglichkeit zur Zielerreichung bleibt. Die Analysen zum Szenario fokussieren auf eine Beschreibung des Szenarios und seiner Auswirkungen. Mögliche Anreize zum dezentralen EE-Ausbau werden ebenfalls andiskutiert.

3.2 Zentrale Szenarien

In diesem Abschnitt findet sich die detaillierte Beschreibung der Szenarien und die oben jeweils knapp eingeführten Analysen. Die zentralen Szenarien werden dabei vor den dezentralen Szenarien betrachtet.

3.2.1 Partielle Marktintegration

3.2.1.1 Szenariobeschreibung

Das Szenario Partielle Marktintegration entspricht einer Weiterentwicklung des Status Quo mit einem tendenziell abnehmenden Förderbedarf.

Der Strommarkt ermöglicht in diesem Szenario einen effizienten Dispatch mit effizientem Preissignal, die Marktwerte der erneuerbaren Energien liegen zumindest teilweise über den Stromgestehungskosten. Eine (geringe) Förderung bleibt in diesem Szenario zumindest teilweise und ggf. auch langfristig notwendig. Bei weiter steigenden Marktwerten sollte die Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor in diesem Szenario möglichst so ausgestaltet sein, dass ein Übergang in ein System ohne Förderung (s. Szenario Vollständige Marktintegration) ermöglicht wird.

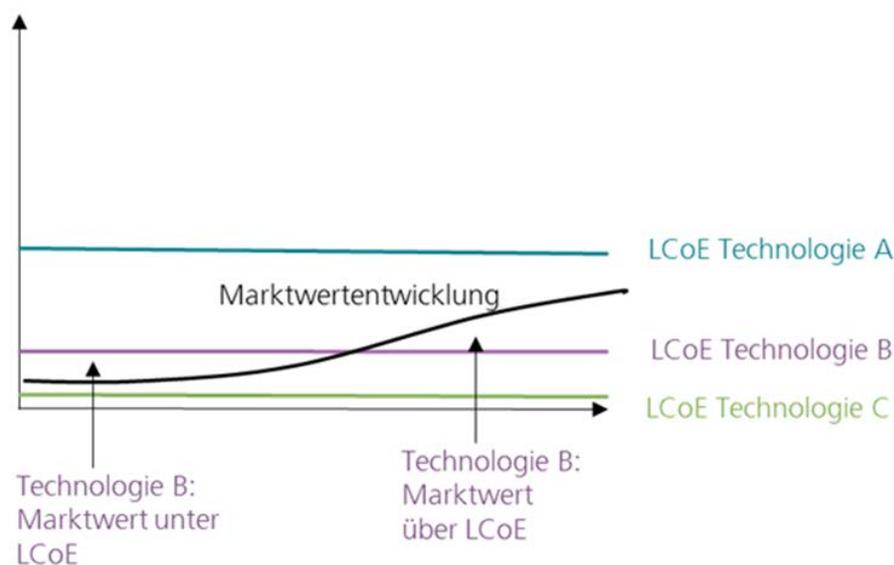
Die notwendige Förderung ist in diesem Szenario deutlich geringer als in der Vergangenheit. Dieser Trend ist heute bereits zu beobachten, beispielsweise bei PV oder Wind auf See. Wie heute besteht in diesem Szenario Heterogenität zwischen den Technologien und Untergruppen und Unsicherheit bezüglich deren langfristigen Förderbedarfs.

Für die Ausgestaltung der Förderung für EE in diesem Szenario ist ausschlaggebend, in welchem Verhältnis die Kosten und Marktwerte der einzelnen Technologien über den gesamten Förderzeitraum sowie in den einzelnen Perioden stehen.

Abbildung 6 zeigt die Entwicklung des Verhältnisses zwischen Stromgestehungskosten und Marktwerten für unterschiedliche Technologietypen über deren Lebensdauer. Zur Vereinfachung wird hier nur eine mögliche Entwicklung der Marktwerte gezeigt, diese steigen über den Förderzeitraum an. In der Abbildung werden drei unterschiedliche Technologien unterschieden. Bei Technologie A liegen die Stromgestehungskosten über den gesamten Förderzeitraum über den möglichen Erlösen am Strommarkt. Im aktuellen Stromsystem kann Technologie A bspw. Geothermie, Wellenkraftwerke oder bestimmte Biomassetechnologien darstellen. Technologie C stellt dagegen eine Technologie dar, deren (geringe) Stromgestehungskosten langfristig unter den Marktwerten liegen. Bei dieser Technologie besteht nur eine relativ geringe Unsicherheit darüber, ob eine Refinanzierung der Kosten bzw. ein rentabler Betrieb im Strommarkt möglich ist. Für diese Technologien sollte ein Förderinstrument, falls gewünscht, so ausgestaltet sein, dass damit Risiken abgesichert, aber keine zusätzlichen Einnahmen generiert werden. Die Situation von Technologie C wird auch im Szenario Vollständige Marktintegration betrachtet.

Für die weiteren Analysen im Szenario Partielle Marktintegration ist insbesondere die Situation von Technologie B relevant. Die Stromgestehungskosten dieser Technologie liegen zwischen den geringsten und höchsten erwartbaren Marktwerten. Für Technologie B besteht eine hohe Unsicherheit darüber, inwieweit die Markterlöse über die Lebensdauer ausreichen, um einen profitablen Betrieb zu ermöglichen. Zudem fallen unter der Annahme steigender Strompreise Gewinne erst in den späteren Jahren der Lebensdauer an, während in den ersten Jahren die Stromgestehungskosten über die Einnahmen am Strommarkt nicht gedeckt werden können. Selbst falls über die Lebensdauer ein profitabler Betrieb gewährleistet ist, stellt dies eine Herausforderung beim Zugang zu Finanzierung dar.

Abbildung 6: Schematische Darstellung von Marktwertentwicklung und Stromgestehungskosten für verschiedene Technologien



Die Situation, dass die Stromgestehungskosten zumindest teilweise unter den Marktwerten der erneuerbaren Technologien liegen, macht eine Neubewertung der Förderinstrumente für EE notwendig. Dies liegt insbesondere daran, dass die Anlagen in Zeiten, in denen der Marktwert über den Stromgestehungskosten liegt, zusätzliche Gewinne machen können, wenn die Förderung so ausgestaltet ist, dass sie ohne diese Zeiträume auskömmlich ist. Gleichzeitig führt die Unsicherheit über die Entwicklung der zukünftigen Strompreise dazu, dass eine Abschätzung dieser potenziellen zusätzlichen Gewinne herausfordernd ist. Insgesamt steigt durch die neue Situation, insbesondere auch in Kombination mit der Festlegung der Förderhöhe in Ausschreibungen, die Wahrscheinlichkeit von Über- und Unterförderung (falls das Fördersystem nicht angepasst wird) sowie die Unsicherheit der zukünftigen Einkünfte.

Auswahl an Instrumentenbündeln

Die Instrumentenbündel zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor wurden für das Szenario Partielle Marktintegration basierend auf dem bestehenden Fördersystem sowie alternativen Möglichkeiten, die derzeit im deutschen oder europäischen Kontext diskutiert werden, ausgewählt und zusammengestellt. Alle vorgestellten Förderinstrumente entsprechen den Vorgaben der EU-Gesetzgebung für den Zeitraum zwischen 2021 und 2030, mit der Ausnahme der Technologiedifferenzierung (für die aber auch im EU-Rechtsrahmen Ausnahmen vorgesehen sind).

Instrument 1: Quotensystem

Das erste analysierte Förderinstrument ist ein Fördersystem basierend auf einer Quotensetzung für EE in Kombination mit einem Handelssystem für grüne Zertifikaten zur Erfüllung dieser **Quote**. In Europa wird das Quotensystem derzeit aufgrund der bisherigen, häufig eher negativen Erfahrungen nur noch in wenigen Ländern angewendet. Das Förderinstrument wurde jedoch aufgenommen, da zum einen aufgrund der inzwischen recht flachen Kostenpotenzialkurve der erneuerbaren Energien sowie den insgesamt sinkenden Kosten die früheren festgestellten Probleme teilweise weniger relevant sind, zum anderen die Zertifikatspreise potenziell eine Absicherung gegen das Strompreisrisiko ermöglichen.

Instrument 2: Auktionierte Prämie

Das zweite Instrument ist die auktionierte Prämie. Dieses Förderinstrument wird derzeit in den meisten EU-Ländern verwendet, unter anderem auch in Deutschland. Bzgl. der genauen Ausgestaltung der Prämie gibt es jedoch eine Vielfalt von Optionen. Hier werden die folgenden Optionen betrachtet: Kapazitätsprämien, sowie gleitende und fixe erzeugungsbasierte Prämien. Bei den gleitenden Prämien werden sowohl eine einseitige Ausgestaltung ohne Rückzahlung (wie bei der heutigen Marktprämie) als auch

eine beidseitige Ausgestaltung mit Rückzahlung (auch als symmetrische Prämie oder Contract-for-Difference (CfD) bezeichnet) betrachtet.

Einseitige gleitende Prämie ohne Rückzahlung

Die gleitende Prämie bzw. Marktprämie ist das System, das derzeit in Deutschland (sowie in vielen anderen Ländern) zur Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor zum Einsatz kommt. Die gleitende Marktprämie ermöglicht (insbesondere im Kontext der Ausschreibungen) einen individuellen Einstieg in Marktrisiken. Mit den Nullgeboten bei Wind auf See übernehmen die Akteure bspw. freiwillig das volle Strompreisisiko. Der Referenzmarktwert ist in der gewählten Ausgestaltung der Prämie wie auch im heutigen System technologiespezifisch. Als Referenzperiode nehmen wir statt der aktuellen monatlichen eine jährliche Ausgestaltung an³.

Beidseitige gleitende Prämie (CfD)

Die beidseitige gleitende Prämie entspricht bei Marktwerten unterhalb des anzulegenden Werts der aktuellen Marktprämie. Bei Marktwerten über den anzulegenden Werten erfolgt dagegen eine Rückzahlung des Anlagenbetreibers in Höhe der Differenz zwischen Marktwert und anzulegendem Wert. Auch für die beidseitige Prämie wird im Folgenden ein technologiespezifischer Marktwert angenommen.

Es werden allerdings zwei unterschiedliche Referenzzeiträume betrachtet – ein stündlicher und ein jährlicher. Mit einem stündlichen Referenzzeitraum gleicht die beidseitige Prämie bzgl. der Einnahmen der Anlagenbetreiber einem festem Einspeisetarif, der auch für kleine Anlagen verwendet wird. Allerdings behalten die Anlagenbetreiber bei dieser Option weiterhin die Bilanzkreisverantwortung und sind damit zu einer passfähigen Vorhersage ihrer Erzeugung und entsprechendem Handel verpflichtet. Bei einem jährlichen Referenzzeitraum liegen die kurzfristigen Marktrisiken wie auch bei der einseitigen Prämie beim Anlagenbetreiber, das langfristige Strompreisisiko verbleibt vollständig bei der Allgemeinheit.

Das Instrument CfD verbindet sichere Einnahmen und damit sehr geringe Finanzierungskosten mit einem geringen Risiko für die Verbraucher aufgrund der Rückzahlungsverpflichtung bei hohen Strompreisen.

Fixe Prämie

Bei der fixen Prämie erhalten die Anlagenbetreiber eine festgelegte Prämie zusätzlich zum Strompreis. Die fixe Prämie wird häufig als ein weiterer Schritt hin zu mehr Marktintegration betrachtet, da die Anlagenbetreiber hier das volle Risiko der Strompreisschwankungen übernehmen. Unter der Annahme, dass Technologiekosten über den Marktwerten liegen, haben wir in der Vergangenheit die fixe Prämie stets als nachteilig gegenüber der gleitenden Prämie evaluiert. Im Folgenden erfolgt eine Neubewertung unter den veränderten Rahmenbedingungen. Die fixe Prämie wird in zwei Ausgestaltungsvarianten betrachtet – mit und ohne Obergrenze, bis zu der die Förderung ausgezahlt wird.

Kapazitätsprämie

Kapazitätsprämien können dazu führen, dass Anlagenauslegung und Instandhaltung nicht darauf abzielen, einen möglichst hohen Ertrag am Strommarkt zu erwirtschaften. Da aufgrund der gesunkenen Stromgestehungskosten und geringeren Förderlücke der Anteil der Kapazitätszahlung an den Gesamteinnahmen jedoch zurückgeht, reduziert sich die Relevanz dieser Nachteile. Daher erfolgt auch hier eine Neubewertung. Betrachtet wird eine fixe jährliche Prämie ohne Rückzahlungen.

Überblick über analysierte Instrumentenbündel

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die analysierten Instrumentenbündel. Neben den oben beschriebenen unterschiedlichen Arten der Auszahlung wurden für jedes Bündel auch Annahmen zum Grad der Technologiespezifität, der Art der Bestimmung der Förderhöhe, der Art der Mengensteuerung, den

³ Eine Umstellung auf eine jährliche Referenzperiode impliziert zwar ein höheres Risiko für die Anlagenbetreiber, führt aber andererseits zu zusätzlichen Anreizen zur Marktwertoptimierung am regulären Strommarkt, bspw. durch Anlagenauslegungen mit höheren Volllaststunden oder alternativen Ausrichtungen (z. B. Ost-West-Ausrichtung bei PV-Anlagen).

Möglichkeiten zur Absicherung der Einnahmen sowie zur Begrenzung der Förderzahlungen, zum Referenzzeitraum, sowie zu möglichen Maßnahmen zur Verbesserung der Systemdienlichkeit getroffen. Prinzipiell wären auch andere Ausgestaltungen möglich, die hier ausgewählten scheinen aber vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion und zur Abdeckung eines möglichst breiten Maßnahmenspektrums am sinnvollsten. Bzgl. der Möglichkeit von Entschädigungszahlungen bei Netzengpässen wird analysiert, inwieweit eine Umsetzung solcher Entschädigungen im Kontext des Instruments möglich ist, Optionen zur Ausgestaltung sind nicht Teil dieser Studie.

Tabelle 1: Überblick über analysierte Instrumentenbündel

Instrumentenbündel		Quote mit Tradable Green Certificates (TGC)	Kapazitätszahlung	Fixe Prämie	Gleitende Prämie	Beidseitige Prämie (CfD)
Instrumentendimension	Technologie-spezifität	Technologie-neutral	Technologieübergreifend oder technologiespezifisch		Technologiespezifisch	
	Bestimmung der Förderhöhe / Mengensteuerung	Marktbasiert durch Quotenmodell	Ausschreibung			
	Absicherung nach unten	-	Kapazitätszahlung	Prämie	Anzulegender Wert	
	Absicherung nach oben	-	-	Cap	-	Erzeugungsabhängige Rückzahlung
	Referenzzeitraum	-	jährlich	-	jährlich	Stündlich
						Jährlich
	Systemdienlichkeit	Keine, evtl. Verteilernetzkomponente	Verteilernetzkomponente, Mindestquoten			Verteilernetzkomponente, Vorgaben für Anlagenauslegung
Entschädigungszahlungen	Wird unabhängig vom Instrumentenbündel diskutiert, Kombinierbarkeit mit Instrumentenbündel wird bewertet					

Im Folgenden erfolgt zunächst eine kurze Analyse und Bewertung einzelner Designelemente für alle Instrumentenbündel. Im Anschluss analysieren wir die Art der Auszahlung und Bestimmung der Förderhöhe für jedes der Instrumentenbündel separat.

3.2.1.2 Evaluierung

Im Folgenden werden unterschiedliche Förderinstrumente im Kontext der möglichen, aber unsicheren Refinanzierung der erneuerbaren Energien am regulären Strommarkt diskutiert und anhand einer Reihe von Bewertungskriterien evaluiert. Die genutzten Bewertungskriterien wurden für die vorliegende Studie an die veränderte Situation angepasst. Ein Überblick der Bewertungskriterien findet sich in Tabelle 2.

Tabelle 2: Überblick über genutzte Bewertungskriterien

Kosteneffizienz Systemsicht	<ul style="list-style-type: none"> • Erzeugungskosten (LCOE): EE-Mix, Anlagenkosten (Größe, Auslegung), Volllaststunden, Finanzierungskosten (Risikoprämien) • Systemkosten: Netzausbau, Bedarf für Redispatch und EinsMan • Finanzierungskosten • Transaktionskosten (Staat/Investor)
Finanzierungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Direkte Förderkosten • Systemintegrationskosten
Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> • Können vorgegebene Mengenziele sicher erreicht werden? • Besteht die Gefahr einer Unter- oder Übererfüllung?
Sicherheit Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> • Welche Risiken sind zu tragen? • Risikoniveau (qualitativ) • Möglichkeiten zur Absicherung der Risiken • Refinanzierungsmöglichkeiten außerhalb der Förderung (z. B. Eigenversorgung) • Kriterium Teil der Kosteneffizienz (Kapitalkosten) und Effektivität
Risiken Preisermittlung (Bieter und Staat)	<ul style="list-style-type: none"> • Abschätzung durch Staat und Investoren (bei Ausschreibung)
Systemdienlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Definition nötig: Technologiewahl/Standortwahl/ Anlagenauslegung/ system- und marktdienlicher Betrieb • Markt: Marktwerte, Marktintegration, Auswirkungen auf Markt (Merit-Order-Effekt etc.), bedarfsorientierte Erzeugung, Reaktion auf Marktpreissignal • Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Netzdienlichkeit: Räumliche Komponente • Sektorkopplung
Akzeptanz	<ul style="list-style-type: none"> • Wahrscheinlichkeit von Konflikten zwischen gesellschaftlichen Akteuren
Juristische Machbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Passfähigkeit zu aktueller Gesetzgebung • Anpassungsbedarf
Politische Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Wahrscheinlichkeit von Konflikten zwischen politischen Akteuren
Passfähigkeit zur Öffnung des Fördersystems für Anlagen aus anderen Ländern	<ul style="list-style-type: none"> • Wie gut ließe sich das Instrument bei einer Öffnung der Förderung für Anlagen aus anderen EU-Mitgliedsländern oder Drittstaaten verwenden? • Identifikation Vorteile und Nachteile
Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten	<ul style="list-style-type: none"> • Wechselwirkungen mit EU ETS • Wechselwirkungen mit weiteren Instrumenten
Eignung Sektorkopplung	<ul style="list-style-type: none"> • Bestehen Anreize zur Sektorkopplung? • Werden bestehende Hemmnisse abgebaut oder neue Hemmnisse geschaffen?

Im Vergleich zu früheren Studien kommen hier zum einen zusätzliche Kriterien zum Einsatz, zum anderen wurden einige Kriterien neu definiert. Diese Anpassung begründet sich durch den bereits erreichten Fortschritt der erneuerbaren Energien. Beispielsweise spielen aufgrund des erreichten Ausbauniveaus und der gleichzeitig sinkenden Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien die Netzkosten eine größere Rolle bzgl. der Effizienz des Gesamtsystems als in der Vergangenheit. Neue Kriterien, wie bspw. die Passfähigkeit zur Öffnung des Fördersystems oder die Eignung des Instruments im Kontext der Sektorenkopplung wurden aufgrund der zukünftig erwarteten Veränderungen des gesamten Energiesystems hinzugefügt.

Übergreifende Analyse einzelner Designelemente

Rückzahlungen und Cap

Im derzeitigen System der gleitenden Marktprämie profitieren Anlagenbetreiber davon, wenn Marktwerte über dem für die gleitende Marktprämie anzulegenden Wert auftreten. Da dies bei sinkenden Stromerzeugungskosten immer häufiger der Fall ist, haben einige Akteure die Einführung einer Rückzahlungsoption vorgeschlagen. Bei einer Prämie mit Rückzahlung werden Anlagenbetreiber dazu verpflichtet, Geld zurückzubezahlen, sobald der Strompreis den anzulegenden Wert überschreitet.

In Dänemark wird dieses System derzeit für Wind auf See genutzt, im Vereinigten Königreich für alle neuen Anlagen. In beiden Ländern wird aktuell eine stündliche Rückzahlung umgesetzt. Das bedeutet, in jeder Stunde, in der der anzulegende Wert unter dem Marktwert liegt, erfolgt eine Rückzahlung in Höhe der Differenz. In Dänemark wird das System jedoch mit der nächsten Ausschreibung für Wind auf See (Thor-Tender) auf einen jährlichen Referenzzeitraum umgestellt. Eine Rückzahlung erfolgt in diesem Fall nur dann, wenn der jährliche durchschnittliche Marktwert über dem anzulegenden Wert liegt. In Stunden, in denen der Strompreis geringer ist als die Rückzahlung, wird auf diese verzichtet, da sonst ein ineffizienter Anreiz zur Abregelung der Anlage bestünde⁴.

Bei der fixen Prämie wird dagegen ein Cap als Begrenzung der möglichen Förderkosten mitbetrachtet. Das Cap ist so ausgestaltet, dass die Prämie langsam reduziert wird, wenn die Gesamteinnahmen die Summe aus einem definierten maximalen Marktwert und der Prämie übersteigen. Wenn der Marktwert größer oder gleich dem definierten maximalen Marktwert und der gebotenen Prämie ist, wird keine Prämie mehr ausbezahlt.

⁴ Alternativ könnte die Rückzahlung bei einem längeren Referenzzeitraum auch erzeugungsunabhängig erfolgen. Zum einen könnte man den Anlagenbetreiber die Rückzahlungen abschätzen lassen und als zweite negative kapazitätsbasierte Gebotskomponente in die Auktion einfließen lassen. Dies macht jedoch vermutlich nur bei Nullgeboten Sinn, die aber zumindest aktuell noch nicht die Mehrheit der Gebote darstellen. Zum anderen könnten die Rückzahlungen bspw. anhand von Referenzanlagen und Standortgütern pauschal pro Jahr oder Monat berechnet und eingezogen werden. Die Entwicklung eines für alle Anlagen fairen Verfahrens dafür ist jedoch zumindest sehr komplex. Für die weitere Analyse wird daher nur die erzeugungsabhängige Rückzahlung betrachtet.

Grad der Technologiedifferenzierung: Technologieübergreifend vs. technologie-neutral

In vorherigen Studien haben wir uns unter anderem aufgrund der hohen Gefahr einer Überförderung für bereits günstige Technologien und die geringeren Möglichkeiten technologischen Lernens meist deutlich gegen eine technologieübergreifende, zumindest aber gegen eine vollkommen technologie-neutrale Förderung ausgesprochen.

Im Szenario „Partielle Marktintegration“ gibt es drei wichtige Entwicklungen, die ggf. eine Neubewertung erfordern:

- Zum einen sind im Szenario „Partielle Marktintegration“, wie bereits heute, einige Technologien im gleichen Kostenbereich, insbesondere Wind an Land, Wind auf See (wenn, wie im aktuellen System die Netzkosten nicht vom Anlagenbetreiber zu bezahlen sind) und größere Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Die technologieübergreifende Kostenpotenzialkurve ist also vergleichsweise flach. Bei einer technologieübergreifenden Förderung können deshalb zum einen unterschiedliche Technologien zum Zuge kommen, zum anderen entsteht auch nicht zwangsläufig eine Überförderung im Vergleich zur technologiespezifischen Förderung.
- Im Szenario „Partielle Marktintegration“ erfolgt die Bestimmung der Förderhöhe wettbewerbsbasiert, das heißt durch Ausschreibungen oder auf einem Markt für Zertifikate. Insbesondere im Kontext der Ausschreibungen ist eine technologie-neutrale Ausgestaltung, die allen Technologien die gleichen Möglichkeiten eröffnet, jedoch komplex. Bspw. führt ein kurzer Realisierungszeitraum zu Nachteilen bei der Windenergie im Vergleich zur Photovoltaik, da die Windanlagen in diesem Fall größere Vorleistungen erbringen müssen, um die Anlage bei Zuschlag rechtzeitig in Betrieb nehmen zu können. Eine höhere Pönale erschwert die Teilnahme von kleineren Akteuren und benachteiligt damit die Photovoltaik mit tendenziell kleinere Projektentwicklern. Beim Design von technologieübergreifenden Ausschreibungen muss daher noch stärker als bei technologiespezifischen Ausschreibungen im Vorfeld das Ziel der Ausschreibung geklärt werden (z. B. schnelle Realisierung, Minimierung der Erzeugungskosten, Minimierung der Systemintegrationskosten etc.).
- Die Systemintegrationskosten gewinnen bei gesunkenen Erzeugungskosten und steigendem Anteil der erneuerbaren Energien immer stärker an Bedeutung. Entsprechend sollten diese auch bei der Förderung und beim Technologiemarkt berücksichtigt werden. Dafür scheint zunächst eine technologieübergreifende Förderung sinnvoll. Allerdings müsste diese Förderung die Systemintegrationskosten sinnvoll berücksichtigen. Dabei bestehen jedoch zahlreiche Herausforderungen. Bspw. sind zusätzliche Netzkosten nur begrenzt einer einzelnen Anlage zuzuordnen, da ein zusätzlicher Netzausbau zwar bei einer bestimmten installierten Leistung am Netzstrang erforderlich wird, nach der Investition aber nicht nur eine zusätzliche Anlage zugebaut werden kann. Zudem spielen auch Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Netzsträngen und Netzebenen eine Rolle.

Im Ergebnis ist eine technologieübergreifende Förderung für Technologien mit ähnlichen Stromgestehungskosten im Szenario „Partielle Marktintegration“ weniger problematisch. Es ergeben sich jedoch weiterhin einige Nachteile und die Ausgestaltung einer adäquaten Förderung wird durch technologieübergreifendes Design komplexer. In jedem Fall ist eine separate Förderung für Technologien mit aktuell noch höheren Stromgestehungskosten, bspw. im Rahmen einer zusätzlichen Innovationsförderung, sinnvoll. Im Szenario „Partielle Marktintegration“ sind alle Prämienoptionen technologiespezifisch ausgestaltet, die Quote technologie-neutral.

Maßnahmen zur Systemdienlichkeit

Bzgl. der Systemdienlichkeit im Stromsystem sind zwei Aspekte relevant – die Netzwirkung der Einspeisung und die Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Strommärkte. Die Art der Integration in die Strommärkte und die daraus möglicherweise resultierenden Verzerrungen werden durch die Art der Auszahlung bestimmt und im nächsten Abschnitt genauer analysiert.

Regelungen zu Aspekten der Netzintegration müssen, falls gewünscht, bei allen Förderinstrumenten zusätzlich implementiert werden. Negative Auswirkungen auf die Netze können potenziell durch eine

räumliche Steuerung des Ausbaus minimiert werden. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass der Netzausbau weitgehend ausnahmslos eine sehr günstige Maßnahme zur Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem darstellt. Zudem ist eine räumliche Steuerung des EE-Ausbaus auf Grundlage der Netzauslastung sehr komplex, unter anderem aufgrund des sprunghaften Anfallens von Zusatzkosten beim Anschluss einer weiteren Anlage an einen bestimmten Netzstrang. Eine weitere Maßnahme zur Entlastung der Netze ist bspw. eine Kappung der Spitzenleistung von Anlagen. Diese führt jedoch dazu, dass die Stromerzeugung bei gleicher installierter Leistung insgesamt reduziert wird. Die Reduktion der Netzausbaukosten sollte somit mindestens die Zusatzkosten für die fehlende Erzeugung ausgleichen. Insgesamt ist die Förderung der Systemintegration mit Blick auf die Netze komplex, eine einfache Lösung liegt im Netzausbau.

Ausgleichszahlungen bei netzbedingter Abregelung (Einspeisemanagement)

Ein spezifischer Aspekt der Förderung, der häufig ebenfalls im Zusammenhang mit Netzausbau und Netzüberlastung diskutiert wird, sind die bestehenden Ausgleichszahlungen bei netzbedingter Abregelung und die Begrenzung der absoluten Vergütungseinbußen, die für EE-Anlagen aus diesem Grund entstehen können. Ein fehlender Einnahmenausgleich bei netzbedingter Abregelung führt für die Anlagenbetreiber zu höheren Einnahmenrisiken. Dies impliziert tendenziell höhere Finanzierungskosten der Anlagen und damit auch höhere Gesamtkosten.

Dies kann allerdings gerechtfertigt sein, wenn damit ein Risiko auf die Anlagenbetreiber übertragen wird, dass sie besser und effizienter bewirtschaften können als die Allgemeinheit (die ansonsten die Ausgleichszahlungen finanziert). Der Anlagenbetreiber kann zum Zeitpunkt der Investition entscheiden, seine Anlage an einem nicht überlasteten Netzstrang zu errichten und kann damit zu diesem Zeitpunkt auf das Risiko reagieren. Falls über die Lebensdauer der Anlage zusätzliche Anlagen am selben Netzstrang zugebaut werden und daraus mittel- bis langfristig Netzengpässe und Abregelungen resultieren, kann der Anlagenbetreiber jedoch nicht mehr reagieren. Entsprechend kann das Risiko der netzbedingten Abregelung über die gesamte Lebensdauer der Anlage vom Anlagenbetreiber nicht produktiv bewirtschaftet werden. Nach 2020 besteht folgerichtig nach EU-Recht eine Verpflichtung zur Entschädigung der Anlagenbetreiber bei netzbedingter Abregelung.

Bewertung der Förderinstrumente

Für eine Evaluierung der möglichen Förderinstrumente ist es zunächst notwendig, die jeweils notwendige Förderung für die neue Situation, in der die Marktwerte zumindest teilweise über den Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien liegen, zu untersuchen. Dafür wird im Folgenden analysiert, wie diese neue Ausgangslage die Zertifikatspreise im Quotensystem sowie die Gebote in Auktionen auf die **verschiedenen Prämienoptionen beeinflusst**.

Förderbedarf, wenn Marktwerte zur Deckung der Stromgestehungskosten ausreichen (s. Abbildung 6, Technologie C)

Zunächst kann festgestellt werden, dass bei wettbewerblicher Bestimmung der Förderhöhe solche Anlagen, deren erwarteter Marktwert langfristig so hoch ist, dass die Stromgestehungskosten der jeweiligen Anlage gedeckt werden, sowohl im Zertifikatsmarkt als auch bei fast allen Ausschreibungen, einen Wert von 0 bieten⁵. Eine Ausnahme besteht hier bei der beidseitigen Prämie (CfD), bei der die Auktionsteilnehmer aufgrund der anfallenden Rückzahlungen weiterhin einen anzulegenden Wert nahe ihrer Stromgestehungskosten bieten. Bei Marktwerten oberhalb der Stromgestehungskosten sind die Rückzahlungen jedoch höher als die Förderzahlungen. Bei ausreichendem (erwarteten) Wettbewerb und ausreichenden (erwarteten) Marktwerten ist somit in allen Situationen keine Förderung notwendig. Die unterschiedlichen betrachteten wettbewerblich bestimmten Förderhöhen funktionieren hier gleich gut.

⁵ Dies gilt für den Fall, dass Anlagen, die keine Förderung benötigen, auch an der Ausschreibung teilnehmen. Derzeit müssen jedoch nur Offshore-Windanlagen aufgrund des Netzanschlusses an der Ausschreibung teilnehmen. Falls Anlagen, die keine Förderung benötigen, nicht an der Ausschreibung teilnehmen, ist nicht gewährleistet, dass ausreichend Wettbewerb besteht. Ggf. werden auch etwas höhere Gebote eingereicht, um eine Absicherung gegen sehr geringe Strompreise zu erreichen und damit den Zugang zu Finanzierung zu erleichtern.

Falls in einem Fördersystem Technologien oder Anlagen mit Förderbedarf und Technologien oder Anlagen ohne Förderbedarf kombiniert werden, kann dies zu einer Überförderung der Technologien oder Anlagen führen, die eigentlich keinen Förderbedarf haben.

Eine besondere Herausforderung ergibt sich in diesem Zusammenhang beim Quotensystem. Da in diesem System verschiedene Jahrgänge von Anlagen auf demselben Markt agieren, ist die Situation, dass Anlagen und Technologien überfordert werden, wahrscheinlicher als in anderen Systemen. Dies ist zumindest dann der Fall, wenn man von einem abnehmenden Förderbedarf über die Zeit ausgeht. Ein Quotensystem ist demzufolge weniger gut als ausgeschriebene Prämien dazu geeignet, einen effizienten Übergang zu einer Welt ohne Förderung zu ermöglichen. Beim CfD ist das Signal aus der Auktion für einen möglichen Wegfall der Förderung deutlich weniger ausgeprägt, da keine Nullgebote auftreten.

Förderbedarf bei Marktwerten, die kurzfristig über den Stromgestehungskosten liegen, aber nicht für die vollständige Refinanzierung ausreichen
(s. Abbildung 6, Technologie B)

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Gebote, die Anlagen unter unterschiedlichen Fördersystemen abgeben, wenn die erwarteten Marktwerte teilweise über den Stromgestehungskosten der Anlagen liegen.

Beim Quotensystem zeigt sich hier eine besondere Herausforderung. Da die Anlagen bereits errichtet werden, bevor diese auf dem Zertifikatemarkt handeln, bieten sie hier unter der Annahme eines hohen Wettbewerbsniveaus zu kurzfristigen Grenzkosten, die im Fall der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien bei Werten nahe null liegen. Für Biomasse können die Gebote auch höher liegen, je nachdem, welche Einnahmen am regulären Strommarkt erzielt werden. Bei geringem Wettbewerb sind andererseits sehr hohe Preise möglich, die Strafzahlung für die Nachfrager der grünen Zertifikate, die ihre Quote nicht erfüllen, setzt in diesem Fall den Preis. Zeitliche Flexibilität ist auf dem Zertifikatsmarkt ausschlaggebend für die Bildung eines sinnvollen Preissignals. Dies kann unter anderem über einen Terminmarkt für Zertifikate sowie die Möglichkeit zu Banking und Borrowing ermöglicht werden. Grundsätzlich zeigt sich hier jedoch, dass auf dem Zertifikatemarkt eine sehr hohe Preisunsicherheit besteht. Unsicherheiten führen tendenziell zu höheren Finanzierungskosten und damit Gesamtkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Tabelle 3 zeigt zudem, dass bei den meisten Prämiensystemen (mit Ausnahme der beidseitigen Prämie) die Gebote der Anlagenbetreiber stark von Erwartungen bestimmt werden. Dies betrifft insbesondere die zukünftige Strompreiserwartung. Die erwartete Erzeugung wird explizit bei der Berechnung der Gebote für Kapazitätsprämien genannt, spielt jedoch ebenfalls eine Rolle bei der Berechnung der Stromgestehungskosten. Entsprechend ist die erwartete Erzeugung in allen Geboten enthalten. Grundsätzlich können Anlagenbetreiber mit hohen Marktwertenerwartungen und hoher erwarteter Erzeugung bzw. einer hohen Risikoaffinität in allen Auktionen geringer bieten und haben damit eine höhere Zuschlagswahrscheinlichkeit, allerdings steigt auch die Wahrscheinlichkeit für einen nicht profitablen Betrieb der Anlagen an und die Realisierungswahrscheinlichkeit nimmt tendenziell ab, falls vor Installation oder Inbetriebnahme der Anlagen neue Informationen dazu bekannt werden, dass die tatsächlichen Marktwerte oder die tatsächliche Erzeugung unter den Erwartungen liegen.

Tabelle 3: Gebotshöhe, wenn Marktwerte teilweise über Stromgestehungskosten

Marktwert (MW) kurzfristig über LCoE	
Quote	Gebot Zertifikat: <ol style="list-style-type: none"> 1. Bestandsanlagen bieten kurzfristige Grenzkosten (hoher Wettbewerb) in Höhe von 0 oder leicht darüber oder die variablen Kosten der Biomasse setzt den Preis 2. Geringer Wettbewerb: Sehr hohes Preisniveau 3. Zeitliche Flexibilität zentral für sinnvolles Preissignal <ol style="list-style-type: none"> 1. Terminmarkt 2. Banking und Borrowing
Kapazitätzahlung	Gebot: $(LCoE - EW \text{ langfristiger MW}) * \text{Erwartungswert Stromerzeugung}$
Fixe Prämie	Gebot: $LCoE - EW \text{ langfristiger MW}$
Fixe Prämie mit Cap	Gebot: $LCoE - (EW \text{ langfristiger MW} - \text{entgangene Einnahmen durch Cap} / EW \text{ Stromerzeugung})$
Gleitende Prämie	Gebot: $LCoE - EW \text{ Zusatzeinnahmen} / EW \text{ Stromerzeugung}$
Beidseitige Prämie (CfD)	Gebot: $LCoE$

LCOE: Stromgestehungskosten, EW: Erwartungswert, MW: Marktwert

Im Folgenden wird kurz erläutert, wie die jeweiligen in der Tabelle aufgeführten Gebote im Falle einer Prämie zustande kommen.

Kapazitätzahlung und fixe Prämie

Bei der **fixen Prämie** erhält die Anlage jeweils einen festen Betrag pro erzeugte Einheit Strom zusätzlich zu den Erlösen am Strommarkt. Entsprechend bietet der Anlagenbetreiber in der Auktion die Differenz aus erwarteten Stromgestehungskosten und erwarteten Strommarkterlösen. Dieses Gebotsverhalten unterscheidet sich nicht vom Gebotsverhalten, wenn die Strommarkterlöse immer unter den Stromgestehungskosten liegen.

Bei einer **fixen Prämie mit Cap** muss der Bieter als zusätzliche Variable berücksichtigen, inwieweit seine Einnahmen durch den Einsatz des Cap reduziert werden. Dazu muss geschätzt werden, wie häufig über die Förderdauer das Cap erreicht wird und wie stark die Gesamteinnahmen der Anlage dadurch beschränkt werden. Die Berechnung eines effizienten Gebots wird damit einerseits komplexer, andererseits aber auch sicherer, da Peakpreise am Strommarkt nicht mehr exakt vorhergesagt werden müssen.

Bei der **Kapazitätzahlung** berechnet der Bieter zunächst die Einnahmen, die er am Strommarkt erwartet. Diese erwarteten Einnahmen zieht er von den Stromgestehungskosten ab und multipliziert die Differenz mit der erwarteten Stromerzeugung. Je nachdem, ob eine jährliche Kapazitätzahlung oder eine Einmalzahlung in Form eines Investitionszuschusses ausbezahlt wird, werden Einnahmen und Stromerzeugung über die Lebensdauer der Anlage aufsummiert oder auf die Jahre mit Förderung aufgeteilt.

Gleitende Prämie

Auch bei der gleitenden Prämie spielen die erwarteten Strommarkterlöse eine Rolle für die Gebotshöhe. Während in einer Situation, in der die Stromgestehungskosten durchgehend über den Marktwerten liegen (Technologie A in Abbildung 6), die Anlagenbetreiber lediglich die Stromgestehungskosten geboten haben, werden nun erwartete Zusatzgewinne am Strommarkt, auf die gesamte erwartete Stromerzeugungsmenge umgelegt und die Gebote entsprechend reduziert (s. Abbildung 7). Die erwarteten Zusatzgewinne beeinflussen die Gebote jedoch in geringerem Ausmaß als bei der fixen Prämie und Kapazitätprämie. Dieser geringere Einfluss der Zusatzgewinne, die auf Basis der erwarteten Marktwerte von den

Bietern abgeschätzt werden, reduziert im Vergleich zu fixer Prämie und Kapazitätzahlung die Wahrscheinlichkeit einer Über- und Unterförderung, da Stromgestehungskosten typischerweise besser abgeschätzt werden können als langfristige Markterlöse.

Beidseitige Prämie (CfD)

Bei der beidseitigen Prämie mit stündlichem Referenzzeitraum erfolgt immer dann, wenn die Strompreise über dem anzulegenden Wert liegen, eine Rückzahlung. Entsprechend muss der Anlagenbetreiber sicherstellen, dass der anzulegende Wert zur Refinanzierung der Anlage ausreicht und bietet entsprechend seine Stromgestehungskosten. Die Unsicherheiten bei der Gebotsabgabe sind hier folglich am geringsten. Für eine Anlage, deren erwarteter Marktwert dem erwarteten durchschnittlichen technologiespezifischen Marktwert entspricht, gilt dies auch bei einer jährlichen Referenzperiode. Bei Anlagen, die Abweichungen vom durchschnittlichen technologiespezifischen Marktwert nach oben oder unten erwarten, werden bei ausreichendem Wettbewerb die erwarteten Zusatzgewinne oder -verluste ins Gebot eingerechnet. Der Effekt ist jedoch deutlich geringer als im Fall der einseitigen gleitenden Prämie, wo zusätzlich die absolute Entwicklung der Marktwerte eine Rolle spielt.

Abbildung 7: Auswirkung von Situation mit Marktwerten über LCOE auf Gebotswerte bei gleitender Prämie



Evaluierung anhand der oben definierten Kriterien

Tabelle 4 gibt einen Überblick über die Bewertung der einzelnen Förderinstrumente. Die fixe Prämie mit Cap ist nicht in der Tabelle enthalten, da ihre Bewertung der fixen Prämie ohne Cap sehr ähnlich ist. Aufgrund der Begrenzung der Einnahmen nach oben sinkt die Unsicherheit des Systems etwas und damit auch die Wahrscheinlichkeit für eine Über- oder Unterförderung. Gleichzeitig steigt die Komplexität des Systems im Vergleich zur fixen Prämie ohne Cap etwas an.

Tabelle 4: Bewertung der einzelnen Förderinstrumente

Bewertungskriterium	Quote	Gleitende Prämie	Fixe Prämie	Kapazitätzahlungen	Beidseitige Prämie (CfD)
Kosteneffizienz Systemsicht	<ul style="list-style-type: none"> Anreiz zur Ausnutzung der besten Potenzialstufen & LCoE Evtl. eher hohe Netzintegrationskosten durch Fokussierung der Kapazität auf gute Standorte (ähnlich wie bei Ausschreibung) Gut integrierbar mit systemweiten Ansätzen zur Standortsteuerung (im Rahmen der Marktpreise oder Netzentgelte) 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von Technologiemix und Steigung der Kostenpotenzialkurve Bei Marktwert über LCoE beeinflusst der Bieter die Kosteneffizienz (ggf. Zuschlag für risikoaffine Bieter mit höheren Technologiekosten) 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von Technologiemix und Steigung der Kostenpotenzialkurve Risikoaversion der Bieter beeinflusst die Kosteneffizienz 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von Technologiemix und Steigung der Kostenpotenzialkurve Risikoaversion der Bieter beeinflusst die Kosteneffizienz Relative Höhe von Kapazitätzahlung und Markteinnahmen ausschlaggebend für Risiken 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von Technologiemix und Steigung der Kostenpotenzialkurve In Auktion werden LCoE geboten, daher etwas höhere Effizienz als (technologiespezifische) Prämie
Finanzierungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> „Windfall Profits“ bei flacher Kostenpotenzialkurve überschaubar (trotz Technologie-neutralität) Finanzierungskosten eher höher, da Quotensystem als eher unsicher bewertet wird 	<ul style="list-style-type: none"> Überförderung möglich bei hoher Risikoaversion und geringem Wettbewerb, Unterförderung bei Risikoaffinität 	<ul style="list-style-type: none"> Marktwert (kurzfristig) über LCoE: Überförderung und Unterförderung durch Fehleinschätzung Marktwerte möglich, abhängig vom Gebotsverhalten Marktwert (langfristig) über LCoE: kein Finanzierungsbedarf (gilt nicht unbedingt für risikoaverse Akteure) 	<ul style="list-style-type: none"> Geringere Risikoaufschläge/Finanzierungskosten Überförderung und Unterförderung bei ausreichendem Wettbewerb unwahrscheinlich 	

Bewertungskriterium	Quote	Gleitende Prämie	Fixe Prämie	Kapazitätzahlungen	Beidseitige Prämie (CfD)
Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> Erfahrungen mit Quote bisher eher negativ, Übertragbarkeit fraglich Effektivität zumindest unsicher, theoretisch gute Effektivität und Kontinuität bei Kopplung an Ausbauziele Bei Einführung in DE weniger Kontinuität durch Systembruch 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von Ausgestaltung der Ausschreibung und von der Angebots- und Nachfragesituation 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von Ausgestaltung Ausschreibung und von der Angebots- und Nachfragesituation 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von Ausgestaltung Ausschreibung und von der Angebots- und Nachfragesituation Ggf. zusätzliche Anreize zur Maximierung der Einspeisung notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig vom Ausschreibungsdesign und von der Angebots- und Nachfragesituation
Sicherheit Finanzierung	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von Höhe des Zertifikatspreises: Bei geringen Strompreisen könnte bei ähnlichen Marktwerten der Technologien der Zertifikatspreis steigen und als Risikoabsicherung wirken. Generelle Risiken der Zertifikatspreisfluktuation bleiben bestehen. 	<ul style="list-style-type: none"> Marktwert langfristig über LCoE: Geringe Sicherheit aufgrund hoher Abhängigkeit von MW-Entwicklung Marktwert kurzfristig über LCoE: Mittlere Sicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> Marktwert (kurzfristig) über LCoE: Teilübernahme Strompreisrisiko, Prämie ist Mindesteinnahme Marktwert (langfristig) über LCoE: volles Strompreisrisiko 	<ul style="list-style-type: none"> hoch 	
Risiken Preisermittlung (Bieter und Staat)	<ul style="list-style-type: none"> Staat: Bestimmung der Pönale, geringe Effektivität bei geringer Pönale, Überförderung bei hoher Pönale Bieter: Kein Problem bei Zertifikatspreis und technologieneutraler Ausgestaltung, Kopplung mit Strompreis hilfreich 	<ul style="list-style-type: none"> Marktwert langfristig über LCoE: Hohe Risiken für Bieter Marktwert kurzfristig über LCoE: Mittlere Risiken für Bieter 	<ul style="list-style-type: none"> Marktwert (langfristig) über LCoE: Relativ gering für Bieter Marktwert (kurzfristig) über LCoE: hoch für Bieter, starke Abhängigkeit von Strompreisentwicklung 	<ul style="list-style-type: none"> Gering 	

Bewertungskriterium	Quote	Gleitende Prämie	Fixe Prämie	Kapazitätszahlungen	Beidseitige Prämie (CfD)
Systemdienlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> Marktwert über LCoE: Gute Marktintegration, da volle Abhängigkeit von Marktwerten, besser als gleitende Prämie Marktwert unter LCoE: Abhängig von Zertifikatspreisentwicklung Standortwahl abhängig von Marktwert und Ausgleichszahlungen, keine Berücksichtigung des Netzes Anlagenauslegung abhängig von Marktwert 	<ul style="list-style-type: none"> Höhere Relevanz des Marktwertes führt zu besserer Marktintegration Netzdienlichkeit wie im heutigen System 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Relevanz des Marktwertes führt zu besserer Marktintegration Netzdienlichkeit wie im heutigen System 	<ul style="list-style-type: none"> Bei stündlichem Referenzzeitraum keine Anreize zur Marktintegration Bei jährlichem Referenzzeitraum marktpreisbasierter Dispatch keine Auswirkungen des Verhältnisses zwischen LCoE und Marktwerten 	
Akzeptanz	<ul style="list-style-type: none"> Negative Erfahrungen mit Quote könnte Akzeptanzproblem darstellen, eher geringe Akzeptanz für Projektentwickler Vorteile für große, finanzstarke Akteure, eher schlecht für Akteursvielfalt 	<ul style="list-style-type: none"> Hoch 	<ul style="list-style-type: none"> Überförderung aus Stromverbrauchersicht problematisch bei Projektentwicklern abhängig von Risikoaffinität Gute Akzeptanz bei marktliberalen Akteuren 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Akzeptanz bei EE-Verbänden und ggf. Verbrauchern, geringe Akzeptanz bei marktliberalen Akteuren 	
Juristische Machbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> Wettbewerbliche Preisbestimmung, kompatibel mit EU-Recht 			<ul style="list-style-type: none"> Unproblematisch 	
Politische 'Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> Gut umsetzbar je nach Regierungskonstellation Systembruch, hohe Transaktionskosten Widerstände der erneuerbaren Verbände 	<ul style="list-style-type: none"> Status Quo 	<ul style="list-style-type: none"> Gut umsetzbar je nach Regierungskonstellation Widerstände der Erneuerbaren-Verbände 	<ul style="list-style-type: none"> Gut umsetzbar je nach Regierungskonstellation Widerstände der marktliberalen Akteure 	

Bewertungskriterium	Quote	Gleitende Prämie	Fixe Prämie	Kapazitätszahlungen	Beidseitige Prämie (CfD)
Passfähigkeit Öffnung	<ul style="list-style-type: none"> Gute Möglichkeit zur Öffnung Ggf. Probleme aufgrund bestehender Fördersystems 	<ul style="list-style-type: none"> Komplex, aber machbar 	<ul style="list-style-type: none"> Gut, besser als gleitende Prämie 	<ul style="list-style-type: none"> Marktpreisunterschiede irrelevant Verteilungsfragen der Förderkosten durch unterschiedliche Marktwerte komplex 	
Wechselwirkungen andere Instrumente	<ul style="list-style-type: none"> Falls Quote nur für Neuanlagen gültig, geringe Wechselwirkungen 			<ul style="list-style-type: none"> wie im heutigen System 	
Eignung Sektorkopplung	<ul style="list-style-type: none"> Integration der Sektorkopplung gut möglich, wenn Quote auf CO₂-Minderungsziele 			<ul style="list-style-type: none"> wie im heutigen System 	
Gesamtbewertung	<ul style="list-style-type: none"> Vorteile gegenüber auktionierter Prämie eher gering bei hohen Pfadabhängigkeiten und sehr hohen Unsicherheiten über die Zertifikatspreisentwicklung und –effekte Geringere Nachteile bei abnehmendem Förderbedarf und Situationen mit Marktwert > LCoE 	<ul style="list-style-type: none"> Mit Anpassung auf jährlichen Referenzzeitraum weiterhin gut geeignet für sinkenden Förderbedarf Mit Rückzahlung Übergang zur vollständigen Marktintegration schwierig 	<ul style="list-style-type: none"> Wenn Marktwert bei vielen Anlagen langfristig über LCoE, fixe Prämie ggf. sinnvoll (gleiches bzw. ähnliches Strompreisrisiko für alle Anlagen) Keine Abfederung des langfristigen Strompreisrisikos Gebotsverhalten setzt deutlicheres Signal als gleitende Marktprämie, ab wann keine Förderung notwendig ist, Übergang zur vollständigen Marktintegration gut möglich 	<ul style="list-style-type: none"> Ggf. reduzierter Anreiz zur Stromerzeugung problematisch Keine Abfederung des langfristigen Strompreisrisikos Gebotsverhalten setzt deutlicheres Signal als gleitende Marktprämie, ab wann keine Förderung notwendig ist, Übergang zur vollständigen Marktintegration gut möglich 	<ul style="list-style-type: none"> Weniger geeignet, falls langfristig Übergang zur vollständigen Marktintegration Falls längerfristig Finanzierungsbedarf besteht, evtl. besser passfähig aufgrund von geringen Risikoaufschlägen und geringer Kosten Bei stündlichem Referenzzeitraum begleitende Maßnahmen zur Markt- und Systemintegration nötig

3.2.1.3 Schlussfolgerungen zur Notwendigkeit und Ausgestaltung von Förderung

Insgesamt ergeben sich aus der Analyse der Fördersysteme für EE im Szenario „Partielle Marktintegration“ folgende Schlussfolgerungen:

- Bei der Auswahl der Förderinstrumente besteht jeweils eine Trade-Off zwischen Anreizen zu weiterer Marktintegration bzw. der Übernahme zusätzlicher Marktrisiken einerseits und der Höhe der Finanzierungskosten andererseits.
- Unter der Voraussetzung, dass insgesamt ein Übergang zu einer vollständigen Marktintegration erneuerbarer Energien geplant ist, sollte zumindest ein Teil des Marktrisikos bei den Anlagenbetreibern liegen. Auch im Interesse der Systemeffizienz sollten Anlagenbetreiber zumindest teilweise auf Marktentwicklungen und Marktwerte reagieren. Das Instrument der **gleitenden Prämie** ist unter diesen Voraussetzungen sehr gut geeignet. Ein **jährlicher Referenzzeitraum** würde im Vergleich zum Status quo dazu führen, dass saisonale Schwankungen bei der Anlagenauslegung berücksichtigt werden, gleichzeitig aber die Prognose der langfristigen Strompreise keine sehr starke Auswirkung auf Gebote und Förderung hat.
- Alternative Instrumente wie das Quotensystem, sowie die fixe Prämie und die Kapazitätzahlung übertragen das langfristige Strompreisrisiko nahezu vollständig auf die Anlagenbetreiber. Entsprechend steigen in diesen Fördersystemen die Finanzierungskosten der Anlagen und somit auch die Stromgestehungskosten und Förderkosten der Anlagen. Dies kann gerechtfertigt sein, wenn dadurch weitere Anreize zur Marktintegration entstehen.
- **Kapazitätzahlungen** haben im Vergleich zu einer erzeugungsbasierten Förderung den Vorteil, dass sie zu einer verzerrungsfreien Marktteilnahme (und zu einer Abregelung bei Preisen von 0 €/MWh) führen⁶. Andererseits ergibt sich in einem System mit kapazitätsbasierter Förderung ein verringerter Anreiz zu maximaler Erzeugung und optimaler Wartung der Anlage. Dieser Fehlanreiz ist in einer Welt mit abnehmender Förderung zwar weniger bedeutsam als bei hohen Förderanteilen, dennoch müssen entsprechende Zusatzbedingungen der Förderung definiert werden. Insgesamt ist eine Umstellung auf eine Kapazitätzahlung im Szenario „Partielle Marktintegration“ aus unserer Sicht **nicht sinnvoll**.
- Beim **Quotensystem** bestehen zwei wichtige Probleme. Zum einen ist ein Auslaufen des Quotensystems deutlich komplizierter als bei allen vorgestellten Prämiensystemen aufgrund der gleichzeitigen Teilnahme von Anlagen aus verschiedenen Jahrgängen. Zum anderen bestehen grundsätzliche Probleme bei der effizienten Preisbildung am Zertifikatemarkt. Bzgl. des Grads der Marktintegration unterscheidet sich das Quotensystem nur geringfügig von den Prämiensystemen. Eine Umstellung auf ein Quotensystem ist also trotz der abnehmenden Nachteile bei geringerem Förderbedarf **nicht zu empfehlen**.
- Eine **fixe Prämie** führt dazu, dass im Vergleich zu einer gleitenden Prämie das Risiko der Unter- und Überförderung steigt. Gleichzeitig sind die Effekte auf die Marktintegration sehr ähnlich. Die Abregelung bei negativen Preisen erfolgt in der fixen Prämie in der Regel lediglich etwas früher (in Höhe der Prämie und nicht in Höhe des anzulegenden Wertes). Wir **raten** daher auch von einer Umstellung auf eine fixe Prämie **ab**. Zur genaueren Darstellung der Unterschiede zwischen fixer und gleitender Prämie finden sich im Anhang einige Beispielrechnungen.
- Eine **beidseitige Prämie** reduziert einerseits die Risiken für den Anlagenbetreiber und damit die Finanzierungskosten, ermöglicht aber auch keine freiwillige Übernahme langfristiger Marktrisiken

⁶ Es ist umstritten, inwieweit dies effizient ist in einem System, in dem das Ziel besteht, einen bestimmten prozentualen Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bereitzustellen (s. Papier negative Preise, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/negative-preise-stromgrosshandelsmarkt.pdf?__blob=publicationFile&v=2).

durch die Anlagenbetreiber. Beispielsweise besteht hier aufgrund der Rückzahlungen bei hohen Marktpreisen auch keine Möglichkeit zum Abschluss von PPA-Verträgen. Diese Prämienart ist zu empfehlen, falls die Finanzierungskosten stärker gewichtet werden als die Marktintegration, bspw., wenn sich im Lauf der Zeit herausstellt, dass eine vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien nicht wahrscheinlich oder gewollt ist. Zudem stellt diese Prämienart eine Möglichkeit dar, bei geringem Förderbedarf eine effiziente Anlagenauswahl in der Ausschreibung sicherzustellen, da hier keine Nullgebote möglich sind.

Im Szenario „Partielle Marktintegration“ sind auch weitere Förderinstrumente möglich, wie bspw. die Bereitstellung staatlich garantierter Kredite, um günstige Finanzierungskosten sicherzustellen. Solche impliziten Förderinstrumente halten wir jedoch für nicht empfehlenswert, da die Kosten insgesamt dadurch nicht beeinflusst werden, jedoch weniger transparent sind, und Unter- bzw. Überförderung wahrscheinlicher machen.

3.2.2 Vollständige Marktintegration

3.2.2.1 Szenariobeschreibung

Im Szenario der vollständigen Marktintegration sind günstige EE-Technologien am Großhandelsstrommarkt wettbewerbsfähig, das heißt die erzielten Marktwerte decken die Stromgestehungskosten, ohne dass eine zusätzliche Förderung benötigt wird. Dabei handelt es sich hauptsächlich um zentrale, günstige Anlagen z. B. Wind Onshore, Wind Offshore und PV-Freifläche. Der Strommarkt ist als Energy-Only-Markt (EOM) organisiert und verfügt gegebenenfalls über eine Absicherung durch eine strategische Reserve. Der EOM bestimmt sowohl den Dispatch als auch die Investitionen für EE im Stromsystem effizient und gewährleistet Versorgungssicherheit. Die Preisbildung am Strommarkt funktioniert dabei verzerrungsfrei und die CO₂-Preise sind dauerhaft ausreichend hoch, um die externen Effekte der konventionellen Kraftwerke ausreichend zu internalisieren bzw. die Klimaschutzziele zu erreichen. Der Strommarkt 2.0 ist in diesem Szenario vollständig umgesetzt und friktionsfrei in den EU-Binnenmarkt integriert. Die Akteure weisen eine langfristige Absicherungsbereitschaft auf, welche sie auf liquiden Langfristmärkten umsetzen können. Diese Rahmenbedingungen sorgen für die Wettbewerbsfähigkeit der EE-Technologien am Strommarkt.

In diesem Szenario wird weiterhin angenommen, dass ausreichend Flexibilität und Speicher zur Verfügung stehen und rentabel am Großhandelsstrommarkt teilnehmen. Die Sektorkopplung funktioniert im Szenario der vollständigen Marktintegration, da Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr nicht gegenüber anderen Energieträgern benachteiligt ist. Somit reagiert die Stromnachfrage aus diesen Sektoren preiselastisch.

In der gesellschaftlich-kulturellen Sphäre ist das Szenario durch eine ausreichend hohe Akzeptanz für zentrale Energieversorgung gekennzeichnet, die in der Kosteneffizienz begründet liegt. Der Wunsch nach dezentralen Lösungen und Autarkie ist aus demselben Grund gering. Die zentralen, günstigen Windenergie- und Freiflächen-Anlagen, die sich am Strommarkt refinanzieren können, werden in diesem Szenario gesellschaftlich akzeptiert. Bei Gewerbe und Industrie besteht eine Wertschätzung für nachhaltigen Energiebezug, die dazu führt, dass es eine Zahlungsbereitschaft für Herkunftsnachweise gibt, die den Wert von Grünstrom erhöhen.

Zusammenfassend ist die vollständige Marktintegration dadurch gekennzeichnet, dass der Wert von Grünstrom (inklusive der Herkunftsnachweise) für viele Anlagen oberhalb der Gestehungskosten liegt und der EE-Ausbau somit ohne explizite Förderung auskommt. Die ausgebaute Menge von erneuerbaren Technologien ist demnach immer ein Ergebnis des Marktes und leitet sich nicht aus politischen Vorgaben ab bzw. kann nicht durch Zielvorgaben bzw. Förderung gesteuert werden.

3.2.2.2 Instrumente zur Risikoabsicherung

Im Vergleich zur partiellen Marktintegration steigen in diesem Szenario die Strompreissrisiken für Investoren in EE stark an. Da keine explizite EE-Förderung existiert, besteht grundsätzlich kein Unterschied zu den übrigen Akteuren am Strommarkt. Die hohe Kapitalkostenintensität von Investitionen in Erneuerbare führt jedoch gegebenenfalls zu einem vergleichsweise höheren Investitionsrisiko. Sollte es speziell bei EE-Investitionen eine Risikoaversion seitens der Finanzierer und Investoren geben, die über das allgemein angenommene Maß der Risikoaversion der Akteure hinausgeht⁷, müssen diese Risiken eventuell adressiert werden. Eine Begrenzung der Risiken könnte z. B. zur Erreichung von ansonsten nicht erreichbaren politischen Ausbauzielen der Erneuerbaren beitragen. Eine Risikobegrenzung ist dabei eine indirekte Förderung erneuerbarer Energien. Die Überprüfung der Notwendigkeit für ein solches Instrument und dessen Ausgestaltung sind die einzige Gestaltungsmöglichkeit innerhalb dieses Szenarios, das ansonsten durch die Finanzierung der Erneuerbaren am Markt gekennzeichnet ist.

Bei der möglichen Begrenzung von Risiken ist grundsätzlich zu differenzieren, durch wen diese Begrenzung erfolgt: Die Risikosteuerung kann entweder über den Markt geschehen oder über eine Risikobegrenzung durch den Staat. Es handelt sich dabei vor allem um die Absicherung des Strompreissrisikos. Ist der Strompreis niedriger als von den Investoren erwartet, können sich die EE-Anlagen nicht am Markt refinanzieren und wären in diesem Fall nicht rentabel. Strompreissrisiken erhöhen somit die Finanzierungskosten erneuerbarer Energien und begrenzen den Ausbau.

Allgemein gesprochen erfolgt die **Absicherung** eines Risikos entweder durch direkte Risikoübernahme oder indirekt, indem die Eintrittswahrscheinlichkeit des Risikoszenarios gesenkt wird bzw. der Erwartungswert erhöht oder die Streuung um den Erwartungswert verringert wird. Formen der **indirekten Absicherung** umfassen vor allem Politikmaßnahmen, die als Nebeneffekt zu ihrem eigentlichen Ziel den Strompreis und somit den Erwartungswert erhöhen, z. B. ein CO₂-Mindestpreis oder der Kohleausstieg. Die genannten Beispiele zielen hauptsächlich auf die Minderung von Emissionen ab, wirken jedoch ebenfalls auf den Strompreis und können somit das Strompreissrisiko mindern. Indirekt wirken auch Politikrisiken auf das Strompreissrisiko, diese werden dann beseitigt, wenn es sich bei Politikmaßnahmen, die auf den Strommarkt wirken, um langfristig glaubhafte Pläne handelt, die tatsächlich umgesetzt werden und langfristig Bestand haben. Bei großen Unsicherheiten über Politikmaßnahmen sinkt die Streuung um den Erwartungswert der Akteure bzw. das Strompreissrisiko jedoch nicht. Eine indirekte Absicherung funktioniert demnach nur durch Politikmaßnahmen, die mit geringen Politikrisiken behaftet sind.

Die **direkte Absicherung** eines Risikos kann einerseits erfolgen, wenn ein Teil des Risikos durch eine zumindest mittelbare staatliche Risikoübernahme abgedeckt wird oder die Möglichkeit der dezentralen marktlichen Absicherung besteht. Staatliche Unterstützung und Risikoübernahme sind v. a. mit Blick auf Finanzierungsrisiken denkbar. Solche Maßnahmen sind insbesondere dann gerechtfertigt, wenn die Finanzmärkte die Risiken von Investitionen in Erneuerbare-Energien-Technologien systematisch überbewerten, also diesbezüglich ein Marktversagen vorliegt.⁸ Staatliches Handeln kann dazu beitragen, dass effiziente Absicherungsmöglichkeiten verfügbar sind, z. B. indem die Transaktionskosten der Absicherung gesenkt werden. Dabei gibt es unterschiedliche Ansatzpunkte, wie der Staat Finanzierungsrisiken adressieren kann:

1. Der Staat senkt die Finanzierungskosten durch direkte Unterstützung der Investoren (z. B. durch Kreditvergünstigungen, welche die Finanzierungskosten auf ein Niveau unterhalb des Marktzinses absenken, die Übernahme von Bürgschaften und damit von Haftungsrisiken o.ä.). Die Gewährung derartiger Unterstützungsleistungen erfolgt häufig durch staatliche Geldgeber wie die KfW.

⁷ Eine höhere Risikoaversion bei EE-Investitionen könnte gegebenenfalls dann bestehen, wenn es sich in diesem Bereich vor allem um kleinere Investoren handelt.

⁸ Allerdings dürfte die Frage, ob ein Marktversagen vorliegt oder nicht, in den wenigsten Fällen eindeutig zu beantworten sein.

2. Die Investitionen werden von Staat steuerlich begünstigt, wodurch sich der Erwartungswert der Investition erhöht. Diese Form der Unterstützung von Investitionen in Erneuerbare kommt somit einer Förderung sehr nahe.
3. Eine indirekte Variante besteht darin, dass der Staat lediglich als Intermediär auftritt, während die Absicherungsgeschäfte dezentral zwischen den Marktteilnehmern erfolgen. In dieser Rolle kann der Staat die Transaktionskosten der Absicherung und somit das Finanzierungsrisiko mindern, indem er die Suche nach Absicherungsmöglichkeiten vereinfacht (z. B. indem er Plattformen für die Absicherungsgeschäfte bereitstellt).

In den ersten beiden Varianten kommt dem Staat eine sehr aktive Rolle zu und die Finanzierungskosten als Teil der Investitionen werden unmittelbar beeinflusst. Daher ist es fraglich, ob die Kernprämisse des Szenarios, dass sich die Erneuerbaren am Markt refinanzieren, noch erfüllt ist, wenn solch eine direkte Unterstützung notwendig bleibt. Es lässt sich dabei eine Parallele zu der Diskussion um Eigenversorgungsprivilegien herstellen, da ein Teil der Last des Finanzierungsumfangs auf andere Akteure umverteilt wird. Die dritte Variante ist mit den Prämissen des Szenarios hingegen gut vereinbar, da der Staat nur indirekt ein Zustandekommen von Absicherungsgeschäften zwischen Marktteilnehmern erleichtert.

Dezentrale Risikosteuerung spielt eine zentrale Rolle in den Optionen zur direkten Absicherung, da das Absicherungsbedürfnis bei den einzelnen Akteuren entsteht. Klassische Versicherungslösungen scheinen im Falle des Strompreisisikos jedoch nicht geeignet. Das Versicherungsprinzip funktioniert nicht, wenn der Schadensfall bei vielen bzw. allen Akteuren gleichzeitig auftritt. Das Strompreisisiko der einzelnen Akteure ist nicht unabhängig voneinander, da der Schaden im Falle eines Strompreises unterhalb des Erwartungswertes bei vielen Akteuren gleichzeitig auftritt.

Ein mögliches dezentrales Absicherungsinstrument sind bilaterale Absicherungsgeschäfte. Voraussetzung für das Zustandekommen sind komplementäre Absicherungsbedürfnisse. Im Falle von Strom können solche Absicherungsgeschäfte z. B. in Form von PPAs (Power Purchase Agreements) abgeschlossen werden. Diese Vereinbarungen über Stromlieferungen zu einem vertraglich festgelegten Preis kommen zwischen einem Stromproduzenten, der sein Strompreisisiko minimieren möchte, und einem Abnehmer, der mit Wettbewerbsvorteilen durch eine Strompreisabsicherung rechnet, zustande. Lieferverträge mit EE-Erzeugern können für den Abnehmer neben der Absicherung des Strombezugspreises auch eine CSR-Maßnahme (Corporate Social Responsibility) mit geringen Zusatzkosten darstellen, wenn durch den Liefervertrag nur ein geringer Aufschlag auf die erwarteten Strombezugspreise entsteht. PPAs sind bereits ein etabliertes Instrument in Märkten mit unsicheren Erlösen für EE-Anlagen und werden nicht nur mit Endkunden, sondern auch mit Energieversorgern abgeschlossen und sind somit vermutlich skalierbar.

Eine weitere denkbare dezentrale Absicherungsmöglichkeit können klassische Börsenprodukte zur Absicherung eines Preisrisikos darstellen, z. B. börsliche Grünstromfutures. Zur Absicherung des Mengenrisikos von volatiler EE-Erzeugung gibt es heute bereits ein Produkt in Form der EEX Wind Power Futures (siehe nachfolgende Textbox), wobei die Wirksamkeit als Absicherungsprodukt hier fraglich ist. Ziel solcher Börsenprodukte ist es, das Absicherungsbedürfnis der Akteure durch ein standardisiertes Produkt, das mit geringen Transaktionskosten verbunden ist, zu adressieren, ohne den EOM einzuschränken.

Exkurs: EEX Wind Power Futures

Bei den Wind Power Futures der EEX handelt es sich um ein Energiewendeprodukt zur Absicherung von Risiken durch volatile Windstromeinspeisung, die sich nur kurzfristig prognostizieren lässt. Es handelt sich hierbei allerdings um eine reine Absicherung von Mengenrisiken. Das an der EEX gehandelte standardisierte Windstromderivat schützt Portfolios mit Windkraft vor Volumenrisiken und andere Marktteilnehmer (z. B. mit konventioneller Erzeugung) vor Preisrisiken (dies jedoch nur auf sehr indirektem Weg). Das Produkt basiert auf einem Referenzindex für Windstrom, welcher die Einspeisung als Prozentanteil der installierten Leistung widerspiegelt. Ein Lastfaktor bildet die Windstromerzeugung für den Lieferzeitraum ab (MWh je MW). Im Moment sind die Handelsvolumina des Produktes gering, vermutlich da das Mengenabsicherungsbedürfnis aktuell niedrig ist. Bei veränderten Finanzierungsmechanismen der Erneuerbaren ohne Förderung könnte dieses Absicherungsbedürfnis aber ggf. wachsen. Das wesentliche Ziel des Produktes ist es, das Absicherungsbedürfnis der Akteure durch ein standardisiertes Produkt mit geringen Transaktionskosten zu adressieren ohne den EOM einzuschränken.

Aus der Differenzierung zwischen direkter und indirekter, sowie zentraler und dezentraler Risikoabsicherung und der Diskussion der Eignung unterschiedlicher Ansätze zur Absicherung des Strompreisrisikos ergeben sich einige Ideen zur Förderung effizienter Risikosteuerungsmöglichkeiten:

- **Keine staatlichen Strompreisabsicherungsinstrumente für Verbraucher:** Während marktliche Instrumente, mit denen sich Verbraucher gegen einen steigenden Strompreis absichern können, keine Auswirkung auf das Strompreisrisiko der EE-Investoren haben, können Politikmaßnahmen, die das Strompreisrisiko der Verbraucher adressieren, einen direkten Effekt auf das gegenläufige Strompreisrisiko der Erzeuger haben. Selbst eine immaterielle Absicherung der Verbraucher, z. B. in Form eines Versprechens niedriger Industriestrompreise, kann einen Effekt auf den Erwartungswert der Akteure haben. Dies führt bei den Erzeugern zu einem gesunkenen Erwartungswert und geringeren Refinanzierungsmöglichkeiten und bei den Verbrauchern zu einem gesunkenen Absicherungsbedürfnis, so dass Partner für Absicherungsgeschäfte entfallen.
- **Klarere Trennung von Energiepreis und Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen beim Verbraucher:** Neben den Erzeugern sollen auch die Verbraucher die Möglichkeit erhalten, sich gegen das Strompreisrisiko abzusichern, welches aus ihrer Perspektive in einem hohen Strompreis liegt. Eine Absicherung äquivalent zu den Erzeugern bedeutet eine Absicherung der Energiekosten als separate Komponente des Endkundenpreises getrennt von den übrigen staatlich veranlassten Komponenten wie Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen.
- **Grünstromzertifikatsmarkt stärken:** Die durch das heutige EEG geförderten EE-Anlagen unterliegen dem Doppelvermarktungsverbot und sichern ihre Finanzierung über die Förderung, die sie zusätzlich zu den erzielten Erlösen erhalten. Im Szenario der vollständigen Marktintegration entfällt die Gefahr der Doppelvermarktung, da keine direkte Förderung gezahlt wird. Wenn die Anlagen zusätzliche Erlöse durch die Herkunftsnachweise auf einem funktionierenden Grünstromzertifikatsmarkt erzielen können, kann erreicht werden, dass der Wert des Grünstroms oberhalb der Gestehungskosten liegt.
- **Cross-Border-Langfristmärkte stärken:** Geschäfte sind heute nur bis zu ein Jahr im Voraus möglich und somit ist auch die Absicherung auf ein Jahr begrenzt. Längerfristige Geschäfte ermöglichen eine Absicherung des Strompreisrisikos, welches bei der Refinanzierung über den gesamten Betriebszeitraum der Anlagen eine Rolle spielt. Das Szenario der vollständigen Marktintegration beinhaltet die vollständige Integration in den EU-Binnenmarkt, weshalb auch Cross-Border-Geschäfte eine wesentliche Rolle bei der Absicherung spielen.
- **Förderung von Handelsplattformen für längerfristige Absicherungsgeschäfte:** Für die dezentrale marktliche Absicherung von Strompreisrisiken müssen standardisierte Produkte und etablierte

Handelsplätze vorhanden sein. Um diese Absicherungsgeschäfte zu ermöglichen, ist es eventuell denkbar, die Börse dabei zu fördern, auch unrentable Produkte anzubieten bzw. Market Maker zu stellen, damit Absicherungsbedürfnisse verwirklicht werden können.

- **Nachhaltigkeit von Unternehmen transparent machen:** Wenn Unternehmen dazu motiviert werden sollen, PPAs als CSR-Maßnahme abzuschließen, kann ein Anreiz hierfür geschaffen werden, indem eine solche CSR-Maßnahme transparent auch nach außen kommuniziert werden muss. Wenn den Stakeholdern eine für das Unternehmen verpflichtende Auskunft über dessen EE-Anteil im Strombezug zugänglich ist, steigt die Attraktivität für PPAs als Teil von Nachhaltigkeitsstrategien zu geringen Zusatzkosten abzuschließen.

Instrumente zur Risikoabsicherung spielen eine zentrale Rolle im Szenario der vollständigen Marktintegration, in dem es keine Förderung von EE-Anlagen mehr gibt. Es gibt unterschiedliche Ansatzpunkte, mit denen sowohl zentral als auch dezentral die direkte und indirekte Absicherung des Strompreisrisikos ermöglicht bzw. vereinfacht werden kann. Damit Instrumente zur Risikoübernahme bereitgestellt werden und funktionieren, müssen die diskutierten Stellschrauben und ihre Wirkung berücksichtigt werden.

3.2.2.3 Transformationspfade

Für den Fall, dass das Szenario der vollständigen Marktintegration ein realistisches Ziel darstellt, sollten die Förderinstrumente der vorhergehenden Phase partieller Marktintegration einen reibungslosen Übergang erlauben. Ein sukzessiver Übergang besteht vornehmlich aus einem allmählichen Verzicht auf die Förderung von EE-Technologien und somit muss vor allem das Auslaufen bestehender Fördersysteme organisiert werden. Im Folgenden werden die Möglichkeiten analysiert, in welcher Form dieser Phase-out für die Fördersysteme, die im Kapitel zur partiellen Marktintegration betrachtet wurden, gestaltet werden kann.

- **Quote:** Die Abschaffung ist nur mit sehr langer Vorlaufzeit möglich, da das Fördersystem sehr langfristig ausgelegt ist. Die Akteure rechnen bei einem solchen System vermutlich relativ sicher mit dem Fortbestand, mindestens bis die Quoten erfüllt sind. Ein Auslaufen des Modells findet jedoch de facto statt, wenn der Zertifikatspreis gegen Null fällt.
- **Fixe Prämie:** Für dieses Förderinstrument ist ein allmählicher Übergang problemlos denkbar, da die geförderten Anlagen bereits das Strompreisrisiko tragen und somit kein großer Umbruch stattfindet, bei dem das Strompreisrisiko erstmals auf die geförderten Anlagen übergeht. In der Praxis könnten z. B. die Prämienforderungen in Ausschreibungen beobachtet werden. Darüber kann abgeschätzt werden, ob weiterhin ein Förderbedarf besteht. Unterschreiten die Gebote ein bestimmtes Niveau, wird für neue Anlagen auf das Angebot einer Prämie verzichtet. Handelt es sich um eine fixe Prämie mit Cap ist der Wegfall der Förderung etwas schwieriger, da das Cap aus Sicht der Anlagenbetreiber die für sie relevanten Strompreisentwicklungen und damit das diesbezügliche Risiko begrenzt. In Abhängigkeit davon, wo das Cap angesetzt ist, müsste evaluiert werden, wie hoch das zusätzliche Risiko ist, das auf die Anlagen bei Auslaufen der fixen Prämie übergeht und wie der Übergang dementsprechend gestaltet wird.
- **Gleitende Prämie:** Bei diesem Förderinstrument ist nicht eindeutig zu ermitteln, wie das Verhältnis zwischen direkter Förderung und Absicherung auf die Investoren wirkt. Wurde die Prämie z. B. über eine Ausschreibung bestimmt, kann nicht nachvollzogen werden, inwieweit die vom Anlagenbetreiber geforderte Prämie zur konkreten Refinanzierung dient, oder ob sie lediglich einen Absicherungscharakter besitzt. Die tatsächlichen Stromgestehungskosten und der damit einhergehende Refinanzierungsbedarf sind also nicht erkennbar, sodass ein Übergang aus der Förderung zur vollständigen Marktintegration einer Analyse der Stromgestehungskosten bedarf.
- **Kapazitätzahlung:** Die Kapazitätzahlung ist insgesamt ähnlich zur fixen Prämie, daher ist auch das allmähliche Auslaufen eines solchen Fördersystems problemlos denkbar.

- **Beidseitige gleitende Prämie (CfD):** Ein direkter Übergang zur vollständigen Marktintegration ist kaum vorstellbar, weil die Akteure im CfD-System von der langfristigen Marktpreisentwicklung nahezu völlig entkoppelt werden. Die Förderung zeichnet sich dadurch aus, dass sie sich sehr stark auf Stromgestehungskosten und Risikoreduktion fokussiert und somit vergleichsweise weit von der vollständigen Marktintegration entfernt ist.

Die Transformationspfade von der partiellen hin zur vollständigen Marktintegration hängen im Wesentlichen davon ab, welche Form der Förderung die Anlagen erhalten und wie viel des Strompreisesrisikos sie dabei bereits tragen. Fördersysteme wie die fixe Prämie, bei denen das Strompreisesrisiko weitestgehend beim Anlagenbetreiber liegt, erlauben einen leichteren Übergang als Förderinstrumente wie CfD, bei denen das langfristige Strompreisesrisiko nicht vom Anlagenbetreiber getragen wird.

3.2.2.4 Schlussfolgerungen zur Notwendigkeit und Ausgestaltung von Förderung

Das Szenario der vollständigen Marktintegration ist dadurch gekennzeichnet, dass vor allem großen zentralen erneuerbaren Technologien aufgrund des Zusammenwirkens von Marktpreis, Herkunftsnachweisen und CO₂-Preisen eine Refinanzierung am Markt möglich ist. Dies bedeutet, dass eine direkte finanzielle Förderung den Prämissen des Szenarios widerspricht. Dennoch kann es politische Ausbauziele für die Erneuerbaren geben und neben der Wirtschaftlichkeit spielen weitere Faktoren eine Rolle bei der Zielerreichung. Die wesentliche Gestaltungsoption in diesem Szenario ist dabei der Umgang mit Risiken. Sollte trotz der grundsätzlichen Möglichkeit zur Refinanzierung am Markt eine besondere Risikoaversion in Bezug auf erneuerbare Technologien vorherrschen, gibt es unterschiedliche Ansatzpunkte, diese Risiken zu adressieren (s. Abschnitt 3.2.2.2). Wird die Prämisse, dass sich die erneuerbaren Technologien am Markt finanzieren müssen, eher weich ausgelegt, bestehen Möglichkeiten für staatliche Unterstützung bei den Finanzierungskosten durch Kreditvergünstigungen oder steuerliche Vergünstigungen. Da insbesondere eine dezentrale marktliche Absicherung des Strompreisesrisikos mit den Prämissen des Szenarios vereinbar ist, gibt es vor allem dort Gestaltungsmöglichkeiten, wo sich diese marktliche Absicherung ermöglichen oder vereinfachen lässt. So kann der Staat als Intermediär auftreten, welcher diese Absicherungsgeschäfte ermöglicht oder dafür sorgen, dass der Energiepreis klar von Steuern, Abgaben und Umlagen zu trennen ist und somit dezentral abgesichert werden kann. Eine wesentliche Rolle kommt dem Staat jedoch vor allem bei der indirekten Absicherung von Strompreisesrisiken zu, da Politikrisiken einen wesentlichen Einfluss auf den Erwartungswert und die Streuung des Strompreises um den Erwartungswert haben. Auch staatliches Handeln, das nur im mittelbaren Zusammenhang mit dem Strompreis steht, kann das Strompreisesrisiko der Akteure wesentlich beeinflussen.

3.2.3 Zentrale Planung

Das Szenario „Partielle Marktintegration“ umfasst alle Szenarien, in denen die Refinanzierung der erneuerbaren Energien am Strommarkt nicht möglich ist, da die erzielten Marktwerte langfristig zumindest für einige Anlagen oder Technologien, die für die Zielerreichung notwendig sind, unter den Stromgestehungskosten liegen. Dies umfasst auch Szenarien, in denen der Technologiemitmix und die Standortwahl der Anlagen teilweise zentral geplant wird (bspw. über Quotensysteme in der Ausschreibung). Das Szenario „Zentrale Planung“ analysiert daher Fälle, in denen der Strommarkt möglicherweise keinen effizienten Dispatch mehr ermöglicht.

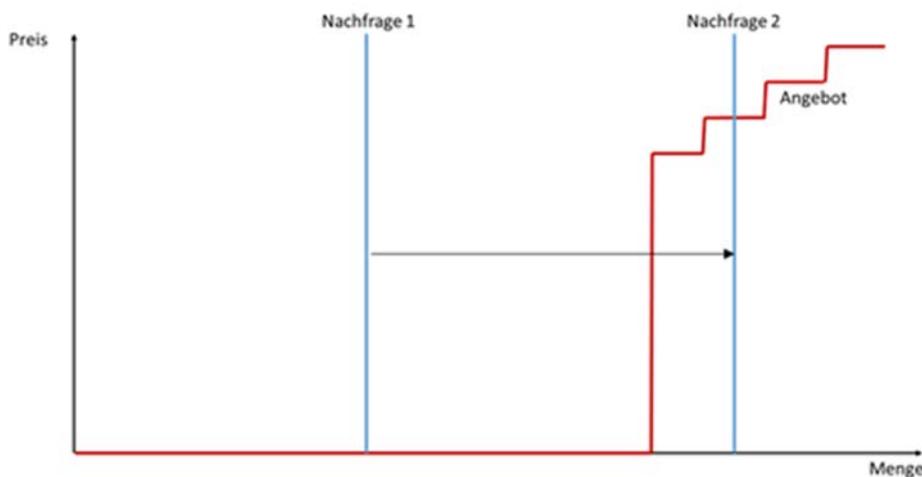
3.2.3.1 Szenariobeschreibung und Eintrittswahrscheinlichkeit

Abbildung 8 zeigt die Preisbildung am Strommarkt in einem Fall mit nicht preiselastischer Nachfrage. Auch bei hohen EE-Anteilen ist davon auszugehen, dass der Dispatch effizient funktioniert in Zeiträumen

mit Knappheit. Unterschiedliche Flexibilitätsoptionen, also insbesondere Lastabschaltungen und steuerbare Kraftwerke werden aufgrund unterschiedlicher Kosten und Opportunitätskosten zu unterschiedlichen Preisen in den Markt bieten und damit einen effizienten Dispatch ermöglichen. In Stunden, in denen nur EE mit sehr geringen Kostenunterschieden im Markt benötigt werden, kann der Dispatch weiterhin effizient bspw. mit einer Pro-Rata-Zuteilung der Erzeugung effizient geregelt werden (nicht teilbare Anlagen könnten dabei nachrangig behandelt werden). Abbildung 9 zeigt jedoch, dass insbesondere durch eine Flexibilisierung der Nachfrage, bspw. durch Lastverschiebungen, Speicher und Sektorkopplung die Wahrscheinlichkeit von Situationen ohne Möglichkeiten zur Preisdifferenzierung stark reduziert wird.

Falls im flachen Teil der EE-Gebotskurve deutlich unterschiedliche Kosten auftreten, bspw. durch damit verbundenen Redispatch oder bestehende Netzengpässe, kann der Dispatch nach Pro-Rata-Zuteilung ggf. ineffizient sein. Dies gilt zumindest dann, wenn keine Möglichkeit zum „Hochfahren“ marktbasierter abgeregelter EE-Erzeugung besteht. Eine Möglichkeit zur marktbasierter Lösung der Ineffizienz wäre eine Anpassung der Gebotszonen bis hin zu einer Umstellung auf ein System nodaler Preise. Eine solche Anpassung des Marktdesigns würde zu einer Differenzierung des Werts zonal gleichwertiger Erzeugung führen, bringt allerdings verschiedene andere Probleme mit sich, bspw. bzgl. der Marktliquidität, der Notwendigkeit eines nodalen Bilanzausgleichs und geringerer Anreize zum gesamtsystemisch sinnvollen Netzausbau. Alternativ wäre auch ein zentral gesteuerter Dispatch anhand geschätzter Engpasskosten möglich. Allerdings besteht hierbei im Vergleich zu einer marktbasierter Lösung ein Risiko erheblicher Ineffizienzen, weil bspw. nicht alle Informationen zu Kosten und Opportunitäten von Nachfrageflexibilitäten bekannt sind. Eine sinnvollere Möglichkeit wäre hier vermutlich weiterhin kein zentraler Dispatch, aber eine Differenzierung bspw. durch lokal differenzierte Einspeiseentgelte (Förderhöhen) o.ä.

Abbildung 8: Preisbildung am Strommarkt bei nicht-elastischer Nachfrage



3.3 Dezentrale Szenarien

3.3.1 Erfolgreiche dezentrale Geschäftsmodelle

3.3.1.1 Szenarioübersicht

Verschiedene Kernelemente charakterisieren dieses qualitative Szenario. Eine Annahme ist, dass kleine EE-Anlagen, Speicher sowie Nachfrageflexibilität im weiteren Sinne wirtschaftlich sind. Dies passiert u. a. basierend auf der weiteren Kostensenkung und weiten Verbreitung von PV-Anlagen, Speichern und dezentralen Sektorkopplungstechnologien (im Wesentlichen Wärmepumpen und Elektromobilität). In diesem Kontext haben sich zahlreiche neue Geschäftsmodelle entwickelt, die komplexere Energiedienstleistungen in Wert setzen. Zudem wird von einer stark voranschreitenden Digitalisierung ausgegangen und damit zusammenhängend, dass Smart Meter installiert sind. Diese werden u. a. von Verteilnetzbetreibern (im Kontext von sog. Smart Grids) zur effizienten, dezentralen Regelung von Nachfrage und Angebot genutzt.

In diesem Szenario verbessern moderate Eigenversorgungsprivilegien zusätzlich die Rentabilität und Wirtschaftlichkeit dezentraler Technologien und neuer Geschäftsmodelle. Gleichzeitig werden auf zentraler Ebene (d. h. Bundesebene) begleitend große günstige EE-Anlagen gefördert, die etwaige Lücken bei der Zielerreichung auffüllen. Das heißt, die Erreichung der EE-Ziele wird in diesem, wie auch in den anderen Szenarien, vorausgesetzt.

Der notwendige Ausbau der Übertragungsnetze kann aufgrund des geringeren Bedarfs im Vergleich zu den zentralen Szenarien ohne große Akzeptanzprobleme durchgeführt werden.⁹

Das Szenario wird nicht als solches bewertet. Jedoch ist wahrscheinlich, dass wesentliche Herausforderungen in diesem Szenario aufgrund des hohen Grads an Liberalisierung und Dezentralisierung in der Herstellung von Versorgungssicherheit und in der Effizienz des Strommarktes und -systems liegen.

3.3.1.2 Exkurs „Neue Geschäftsmodelle“

Neue Geschäftsmodelle sind zentraler Bestandteil des Szenarios und werden daher kurz erläutert. Sie ermöglichen die Inwertsetzung und Monetarisierung von komplexeren Energiedienstleistungen (ggü. dem traditionellen Produkt „Energieförderung“) und erzeugen somit eine erhöhte Zahlungsbereitschaft (verglichen mit dem Status Quo und den zentralen Szenarien).

Im deutschen Markt existieren bereits verschiedene neue Geschäftsmodelle, sei es real oder in der Ankündigung. Anwendungsfelder neuer Geschäftsmodelle beinhalten u. a. (Local und Renewable) Energy Communities, Micro-Grids, Peer-to-Peer-Handel ggf. basierend auf Blockchain, lokale und regionale Konzepte, Quartierslösungen, Erneuerbare-Energien-Anlagen nach Ende der EEG-Förderung. Anbieter erschließen hierbei neue Erlösströme oder Kostensenkungen, z. B. durch Skaleneffekte aufgrund der Zusammenführung vieler Verbraucher in Plattformen oder durch den Abbau von Hürden für Verbraucher zum Anbieterwechsel.

Grundsätzlich wird hier von verschiedenen Grundtypen von Produkten ausgegangen, die sich auch kombinieren lassen: Energie als Ware, Energiedienstleistungen und Plattformanwendung bzw. Vermittlungsdienstleistung.

⁹ Diese Annahme ist Teil der qualitativen Szenariobeschreibung, sie ist keine tatsächlich festgestellte oder aus Modellierung ableitbare Entwicklung. Ob ein verstärkter Ausbau dezentraler Technologien zu reduziertem Netzausbau führt, ist umstritten und hängt u. a. von den Möglichkeiten Angebot und Nachfrage lokal auszugleichen und den dafür lokal zur Verfügung stehenden und genutzten Flexibilitätsoptionen ab.

Neue Geschäftsmodelle basieren auf einer Bandbreite von Nutzenversprechen („value propositions“), wie z. B. Nachhaltigkeit, regionaler Bezug von grünem Strom, Energieautarkie, Senkung von Transaktionsaufwendungen, technologischer Fortschritt, Zugehörigkeit zu einer Energiegemeinschaft oder auch die Optimierung von verschiedenen Förderungsoptionen. Neue Geschäftsmodelle unterscheiden sich zudem bezüglich ihrer Position in der Wertschöpfungskette (von der Investition über den Anlagenbetrieb, die Vermarktung, den Netzbetrieb, das Endkundengeschäft und den Betrieb „behind the meter“). Sie können sich an einzelnen Stellen positionieren oder entlang der Wertschöpfungskette vertikal integriert sein. Neue Geschäftsmodelle unterscheiden sich zudem darin, welche Kundensegmente angesprochen werden, so z. B. Einzelhaushalte / Hausbesitzer, Mieter, Gemeinden, Gewerbe, Industrie, etc. Zudem unterscheiden sie sich bezüglich ihres Umfangs, sie können fokussiert auf eine spezielle eingeschränkte Dienstleistung sein oder umfassend und große Teil der Wertschöpfungskette abdecken.

Ein hypothetisches Beispiel für Elemente einer erweiterten Energiedienstleistung ist ein weiterentwickeltes Contracting-Modell, das ein sektorübergreifendes Dienstleistungspaket anbietet und über einen zentralen Aggregator und/oder eine Plattform abgewickelt wird. Das Paket kann folgende Produkte und Dienstleistungen beinhalten:

- Mobilität: Bereitstellung und Wartung von Ladesäulen; preisabhängige Ladung des Elektrofahrzeugs (electric vehicle – EV), Leasingmodelle für EV, Mobilitäts-Flatrates (Individual- und öffentlichen Verkehr übergreifend),
- Strom: Bereitstellung, Wartung und Entsorgung von PV-Anlagen und Speichern, Nachfrageflexibilisierung, um auf Strompreissignale zu reagieren, basierend auf Smart-Meter-Technologie
- Wärme: Installation und Wartung von Wärmepumpen; Durchführung von Energieeffizienzmaßnahmen (z. B. Gebäudedämmung), optimiertes/automatisiertes Heizen und Kühlen

Dieses sektorübergreifende Angebot an Energiedienstleistungen kann dem Endkunden verschiedene „value propositions“ versprechen, so z. B. die Modernisierung der zentralen Energieanwendungen, ein Engagement in Nachhaltigkeit, technologische Innovation und moderne, individualisierte sog. User Experience (UX), in der durch Apps die Überwachung und Steuerung der Energienutzung ermöglicht wird. Zudem können die Endpreise durch Optimierung der Fördermöglichkeiten (z. B. Maximierung der Eigenversorgungsprivilegien) und Teilnahme an z. B. Regulenergiemärkten, gesenkt werden. Letzteres würde indirekt geschehen, d. h. durch den Serviceanbieter. Zudem würden – rein hypothetisch – Transaktionsaufwendungen begrenzt werden, um die Energienutzung des Endkunden grundlegend zu modernisieren.

Im Rahmen neuer Geschäftsmodelle verändern sich etablierte Erlös- und Zahlungsströme. Sie laufen nun z. B. über Plattformen, über Aggregatoren oder direkt zwischen den beteiligten dezentralen Akteuren, d. h. möglicherweise unter Ausschluss der etablierten Energieversorger. Dies kann Auswirkungen auf die bestehende Anreizstruktur im Strommarkt und den dazu gehörigen Fördersystemen haben, beispielsweise wenn eine Optimierung im Rahmen eines Micro-Grids oder „behind the meter“ und nicht mit Blick auf das gesamte Stromsystem geschieht.

Die konkrete Entwicklung und Ausgestaltung neuer Geschäftsmodelle ist mit großer Unsicherheit behaftet. Das ist einerseits offensichtlich, da sich diese in alle möglichen Richtungen entwickeln können und deren letztendliche Ausprägung nicht vorausgesehen werden kann. Andererseits impliziert dies eine starke Unsicherheit darüber, welche Effizienzpotentiale tatsächlich gehoben werden können, welche Transaktionskosten in welchem Umfang reduziert werden, welche Flexibilitätspotentiale im Stromsystem hierdurch gehoben werden und letztlich wie sich die Rentabilität neuer Geschäftsmodelle dadurch entwickelt. Dem gegenüber stehen aktuelle Entwicklungen neuer Geschäftsmodelle, insbesondere im europäischen und außereuropäischen Ausland, in denen sich verschiedene Muster bereits herausbilden. Die oben angedeuteten grundlegenden Elemente neuer Geschäftsmodelle (z. B. sektorübergreifende und umfassende Dienstleistungen einerseits und dezentraler P2P-Handel andererseits) sind dabei bereits erkennbar.

Die detaillierte Untersuchung neuer Geschäftsmodelle ist nicht Gegenstand dieses Szenarios. Hier werden deshalb lediglich mögliche Charakteristika neuer Geschäftsmodelle grob abgebildet, um generalisierbare Rückschlüsse auf die Finanzierung von EE-Anlagen zu gewinnen. Die detaillierte und strukturierte Untersuchung neuer Geschäftsmodelle wird in einem anderen BMWi-Vorhaben vorgenommen.

Dieses Szenario überlappt zum Teil mit dem Szenario „partielle Marktintegration“, z. B. mit Blick auf die zentrale Förderung von Anlagen, um die Zielerreichung sicherzustellen (die in diesem Szenario nicht schwerpunktmäßig diskutiert wird). Eine weitere Überlappung ergibt sich mit dem Szenario „vollständige Marktintegration“, da auch in diesem Szenario von einem weitgehend marktgetriebenen Ausbau von EE ausgegangen wird.

3.3.1.3 Detaillierte Beschreibung des Szenarios

Im Folgenden wird das Szenario entlang verschiedener Elemente detailliert beschrieben, mit einem Fokus auf Rentabilität, Digitalisierung und Datenschutzerfordernung, Technologiefokus, Organisation des Marktes und die Rolle von Verteilnetzbetreibern. Die Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarios wird nicht bewertet.

Rentabilität

Neue Geschäftsmodelle und dezentrale Technologien sind in diesem Szenario rentabel, weshalb sie sich verbreiten und dominant werden. Verschiedene Faktoren führen in diesem Szenario zu deren verbesserter Rentabilität. Die Senkung von Transaktionsaufwendungen für Anbieter und Abnehmer von Energiedienstleistungen senkt die Investitions- und Betriebskosten und schafft damit Raum für neue bzw. zusätzliche Margen. Zudem wirken sich sinkende Technologiekosten, vor allem für dezentrale Technologien, Smartmeter und digitale Lösungen positiv auf die Rentabilität neuer Geschäftsmodelle aus.

Neben der Steigerung von Effizienz und Senkung von Kosten ist eine weitere wichtige und zugleich unsichere Voraussetzung verbesserter Rentabilität eine strukturell erhöhte Zahlungsbereitschaft der Kunden im Vergleich zum heutigen Strom- bzw. Energiemarkt. Diese wird maßgeblich hervorgerufen durch die Bedienung von Präferenzen von Kunden, die als „nicht-ökonomisch“ bezeichnet werden können, da sie unmittelbar zu Mehrausgaben auf Kundenseite führen. Diese Präferenzen sind bereits erwähnt worden und beinhalten z. B. die Nutzung nachhaltiger oder neuer Technologien, der Bezug lokaler und grüner Energie, eine Präferenz für dezentrale Technologien, die Zugehörigkeit zu „Energiegemeinschaften“, die sich der Nachhaltigkeit, der Energiewende oder Energieautarkie widmen. Offen ist hierbei, wie stabil die zusätzliche Zahlungsbereitschaft ist. So ist unklar, wie groß die Zahlungsbereitschaft für grünen Strom ist, wenn der Strommix insgesamt erneuerbar ist und dadurch bilanziell der zusätzliche Grünstromanteil durch Grünstrombezug abnimmt.

Die Rentabilität neuer Geschäftsmodelle wird zudem möglicherweise durch eine Kombination verschiedener Förderungen verbessert, z. B. Einspeiseförderung, Ausnahmeregelungen für Eigenverbrauch, sowie Speicher- und Energieeffizienzförderung. Damit würden Margen zwischen den einzelnen Förderungen zusammengelegt und damit de facto Quersubventionen genutzt. Die Rentabilität könnte somit auch auf der Übersubventionierung von Teilbereichen basieren.

Ein weiterer Aspekt, der die Wirtschaftlichkeit neuer Geschäftsmodelle ermöglichen könnte, ist die Vernetzung von dezentralen Erzeugungskapazitäten und Flexibilitätsoptionen (z. B. Speicher). Diese kann dazu genutzt werden, um Energie bzw. Flexibilität besser als bislang in Wert zu setzen. Dabei werden neue oder bisher am Intraday- und Regelenergiemarkt wenig vertretene Akteure, wie beispielsweise dezentrale Erzeuger und Verbraucher, an diese Märkte herangeführt. Theoretisch ist damit auch die Möglichkeit verbunden, Eigenverbrauchsquoten virtuell (also nicht auf einen Ort beschränkt) zu steigern und somit Eigenverbrauchsprivilegien stärker zu nutzen. Diese Entwicklung (d. h. virtual net-metering) ist zurzeit in den Eigenverbrauchsregelungen nicht vorgesehen, u. a. aus der Erwägung heraus, dass die

damit einhergehende Verkleinerung der Erhebungsgrundlage zu ungerechten und sozial nichtverträglichen Umverteilungen führen könnte.

Eine weitere Motivation für neue Geschäftsmodelle kann sich für Anbieter auch aus den Möglichkeiten des „Cross-Sellings“ ergeben, d. h. den Verkauf zusätzlicher Dienstleistungen auf Basis stabiler Kundenbindung und die Erschließung neuer Kundensegmente. Dieser Aspekt erhöht nicht per se die Rentabilität neuer Geschäftsmodelle, kann aber im Umfeld eines starken Wettbewerbsniveaus relevant sein, um Marktanteile zu behalten bzw. auszubauen.

Eine zusätzliche Erlösquelle ergibt sich zudem durch Vermittlungsgebühren bei Plattformdienstleistungen, in denen entweder ein bilaterales „Matchmaking“ zwischen dezentralen Anbietern und Abnehmern von Energie ermöglicht wird oder, je nach Komplexität und Fähigkeit der Plattform, auch eine Zusammenfassung (Pooling) von Energieangebot und Nachfrage. Diese Erlöse werden jedoch wiederum nur durch die oben genannten Aspekte der Effizienzsteigerung oder der erhöhten Zahlungsbereitschaft ermöglicht.

Die zuvor genannten Aspekte sind fundamental abhängig von verbesserter Markttransparenz in verschiedenen Bereichen. Hierzu gehören z. B. die verbesserte Transparenz beim Grünstrombezug, d. h. zur Frage, wo der bezogene Strom genau produziert wurde, wann genau, welche Anlagen und welche Anlagentypen dies waren und welche Art und wie viel Förderung diese erhalten haben. Diese Informationen würden auf Basis eines weiterentwickelten Herkunftsnachweis- und Labelling-Systems und dessen Digitalisierung bereitgestellt werden können.

Digitalisierung und Datenschutzanforderungen

Eine Annahme in diesem Szenario ist, dass der Smart-meter-Rollout vorangeschritten ist, d. h. Smart Meter bis hin zu allen Haushalten (d. h. über großer Verbraucher hinausgehend) installiert sind. Diese Entwicklung erlaubt eine neue Qualität der Datenerhebung, da deutlich größere Datenmengen und damit einhergehend ein verbesserter Detaillierungsgrad und eine verbesserte Verfügbarkeit der Daten in Echtzeit ermöglicht werden.

Das wiederum erlaubt eine umfassendere und zugleich individualisierte Berücksichtigung von Nutzerverhalten. Hierdurch kann z. B. ein optimierter Ausgleich von Produktion und Nachfrage ermöglicht werden und, je nach Ausgestaltung der Signale, eine direkte oder indirekte Bewirtschaftung von Netzengpässen (und damit eine Inwertsetzung der Vermeidung von Netzengpässen).

Zudem können die sog. „User experience“ (UX) von Verbrauchern erweitert und deren Präferenzen zunehmend differenziert berücksichtigt werden. Solche differenzierten Präferenzen betreffen z. B. Komfortstandards (z. B. Raumtemperatur, vorgeheiztes Auto im Winter, etc.), die Verfügbarkeit von Kapazitäten an der Ladesäule für Elektroautos oder auch die „Echtzeitversorgung“ mit Grünstrom (anstelle von jährlich/monatlich abgeglichenen Energiemengen mit Herkunftsnachweisen). In diesem Kontext können Serviceanbieter nunmehr nicht nur als EE-Produzenten, Lieferanten und Händler auftreten, sondern zugleich auch als Finanz-Dienstleister, Investoren und evtl. sogar Netzbetreiber (je nach Entwicklung der Entflechtungs-Vorgaben). Auf Basis digitalisierter Prozesse können sie dann ihr breiter aufgestelltes Portfolio besser optimieren (sowohl langfristig als auch auf viertelstündlicher Basis).

Das Szenario setzt voraus, dass Datenschutzanforderungen zunehmend differenziert werden, d. h. dass Datenschutz individuell je nach Kundenpräferenz angepasst werden kann und dadurch Daten effektiv genutzt werden können. Zugleich müssen der Daten- und Konsumentenschutz grundsätzlich aufrechterhalten werden (z. B. durch die Möglichkeit der zustimmungspflichtigen Nutzung von Energiedaten und weiterentwickelter Datenschutzmaßnahmen).

Technologiefokus

Das Szenario ist grundsätzlich technologieoffen, d. h. verschiedene EE-Technologien wie z. B. PV (auf Dächern sowie als Freiflächenanlagen), Wind (Onshore und im Rahmen der zentralen Förderung auch Offshore) sowie Biomasseanlagen sind Teil des Systems. Insgesamt ergibt sich auf Erzeugungsseite eine

starke Tendenz zu dezentralen Anlagen, d. h. zu dezentralen PV-Anlagen und innovativen PV-Anwendungen (so z. B. auf Gebäuden, Autos etc.). Des Weiteren werden im Vergleich zu den zentralen Szenarien vermehrt kleinere Windanlagen an Land zugebaut.

Auf der Nachfrageseite basiert das Szenario auf der Verfügbarkeit von Sektorkopplungstechnologien (PtX, Wärmepumpen, E-Mobilität). Hiermit verbunden ist eine stark vorangeschrittene Nachfrageflexibilisierung u. a. durch fortgeschrittene Digitalisierung und durch oben genannte neue Geschäftsmodelle, die Sektorkopplungspotenziale erschließen. Technisch kommt die zunehmende Vernetzung von Erzeugungs- und Flexibilitätspotenzialen hinzu, d. h. eine gute Verfügbarkeit von Speichern und deren flexible Nutzung, wiederum basierend auf der zuvor beschriebenen, vorangeschrittenen Digitalisierung.

Derzeitig bestehende Hemmnisse für Sektorkopplung basieren maßgeblich auf den bestehenden Regelungen zu Steuern, Abgaben und Umlagen. Im Rahmen dieses Szenarios wird von einer Beseitigung dieser Hindernisse ausgegangen (siehe unten zu Überlegungen zu Fördermöglichkeiten).

Marktorganisation und die Rolle von Verteilnetzbetreibern

In diesem Szenario findet der Stromhandel zunehmend direkt zwischen Erzeugern und Verbrauchern oder in Subsystemen statt, d. h. innerhalb einer Energiegemeinschaft (Energy Community) und im Rahmen von Peer-to-Peer-Handel (dem direkten Stromhandel zwischen zwei Einzelakteuren).

Ein Effekt, der sich aus der zunehmenden Segmentierung des Stromhandels ergibt, ist, dass der Anteil des Börsenstromhandels an den Gesamtvolumina im Stromhandel im Vergleich zu heute sinkt. Dennoch kommt der Strombörse nach wie vor eine Leitfunktion zu. Ihre Preissignale fließen auch diesem Szenario in die lokale, kundenspezifische und dynamische Bepreisung ein und liefern Informationen über Angebot und Nachfrage im übergeordneten Stromsystem. Dieses bleibt, unabhängig vom direkten Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage in Subsystemen, wichtig, um die Stromversorgung sicher zu gewährleisten.

Des Weiteren ist der Markt in diesem Szenario durch eine deutlich verbesserte Preiselastizität gekennzeichnet, die zentral und dezentral genutzt wird. Das heißt, es findet eine integrierte Vermarktung von Angebots- und Nachfrageseite statt. Dies kann sogar über Strom hinausgehend stattfinden (im Rahmen der Sektorkopplung oder im Rahmen von nicht-energiespezifischen Dienstleistungen). Dies wirkt sich auf Strompreissignale an der Strombörse aus: Preisspitzen werden deutlich reduziert und finden seltener statt sowie auch Zeiten negativer Preise sind seltener und treten weniger ausgeprägt auf.

Die Rolle von VNBs entwickelt sich in diesem Szenario deutlich weiter, denn sie übernehmen eine aktivere Rolle als bislang im Strommarkt, z. B. zur besseren Berücksichtigung von Netzengpässen und zur effizienteren Systemführung (in Kooperation mit ÜNB). VNB sind in diesem Szenario dazu angehalten, Engpasssignale an Dienstleister und/oder Endkunden weiterzuleiten, damit diese darauf reagieren können. Engpasssignale können, müssen aber nicht unbedingt unmittelbar als Preissignale weitergegeben werden (sondern ggf. durch Mitteilung von Grenzwerten). Im Ergebnis findet das Engpassmanagement unter Einbeziehung einer größeren Bandbreite an Akteuren statt (ÜNB, VNB, Dienstleister und Endkunden).

3.3.1.4 Überlegungen zur Notwendigkeit und Ausgestaltung von Förderung

Allgemeine Bemerkungen

Eine Annahme in diesem Szenario ist, dass es sich aus dem Markt heraus entwickelt und dass es insofern kein Zielszenario ist. Daraus ergibt sich, dass eine Fokussierung auf dezentrale Technologien und die Ausbreitung neuer Geschäftsmodelle keine expliziten Ziele darstellen und dass entsprechend das Szenario nicht als Ganzes dezidiert gefördert wird. Zugleich gilt die eingangs erwähnte Prämisse, dass in diesem Szenario die EE-Zielerreichung durch zentrale Förderung sichergestellt wird: Mengen, die nicht

durch den marktgetriebenen Ausbau dezentraler Technologien erreicht werden, werden durch ein zentrales Fördersystem gesichert, so z. B. durch fortgeführte Ausschreibungen für EE in Verbindung mit einer gleitenden oder fixen Marktprämie.

Obwohl das Szenario kein Zielszenario per se ist, kann es aus politischer Perspektive sinnvoll sein, den Abbau von regulatorischen, administrativen oder wirtschaftlichen Barrieren zur Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen und dezentralen Lösungen zu prüfen. Die Motivation könnte hier einerseits, analog zu den Eigenversorgungsprivilegien, die Akzeptanz der Energiewende sein, die durch eine breite Teilhabe der Bevölkerung an dieser Transformation ermöglicht wird. Zudem könnte eine Motivation sein, zusätzliche Innovationseffekte im Strommarkt zu ermöglichen, basierend auf der Annahme, dass neue Geschäftsmodelle die Effizienz und Effektivität des Strommarktes (bzw. des Energiemarktes im weiteren Sinne) verbessern und die damit zusammenhängende Wertschöpfung auch in Zukunft sicherstellen. Dem gegenüber steht, dass der Strommarkt seit seiner Liberalisierung offen für Innovationen ist und neuen Akteuren und Geschäftsmodellen offensteht, sofern sie etablierte Pflichten (z. B. mit Blick auf Pflichten als Energieversorger) einhalten.

Es geht im Folgenden also darum, Möglichkeiten einer Förderung dezentraler Technologien und neuer Geschäftsmodelle aufzuzeigen, die nicht unmittelbar zu signifikanten Mehrkosten führen oder die Stromversorgungssicherheit gefährden. Es werden verschiedene im Projekt diskutierte Förderansätze skizziert, die jedoch nicht im Detail entwickelt und bewertet werden.

Letztlich beeinflusst eine große Bandbreite an regulatorischen Rahmenbedingungen den Ausbau dezentraler Technologien und die Entwicklung und Etablierung neuer Geschäftsmodelle. Hierzu gehören bestehende Eigenversorgungsprivilegien sowie die Weiterentwicklung der Grünstromkennzeichnung. Die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle ist zudem beeinflusst durch die definierten Rechte und Pflichten, die für Aktivitäten in einzelnen Teilen der Wertschöpfungskette des Strommarktes definiert sind. Ein weiterer wichtiger Aspekt in diesem Zusammenhang ist die Bereitstellung von Preis- bzw. Engpasssignalen, die sich selbst nicht aus dem Markt heraus entwickeln kann, sondern explizit gesetzlich geregelt werden müsste.

Reform von Steuern, Abgaben und Umlagen

Steuern, Abgaben und Umlagen haben einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von dezentralen Technologien und damit auch Geschäftsmodellen. Ein bereits erwähnter Aspekt sind die Eigenversorgungsprivilegien, deren Fortsetzung in diesem Szenario eine Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit dezentraler Anlagen und neuer Geschäftsmodelle ist. Die neue Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (EU) 2018/2001 gibt in Artikel 21 vor, dass Mitgliedstaaten Eigenversorgungsanlagen nur „nichtdiskriminierende und verhältnismäßige Umlagen, Abgaben und Gebühren“ auferlegen können und nur dann, wenn Eigenversorgung aktiv gefördert wird oder wenn in einer Prüfung 2026 und bei mehr als 8 % gesamter installierter Eigenversorgungsleistung festgestellt wird, dass Eigenversorgung zu einer „unverhältnismäßigen Belastung der langfristigen finanziellen Tragfähigkeit des Stromsystems führt“ oder die jeweilige Kapazität über 30 kW liegt.

Hieraus lässt sich ableiten, dass Eigenversorgungsprivilegien zumindest moderat fortgesetzt werden sollen. Es ist allerdings gerade vor dem Hintergrund dieses Szenarios, d. h. der Annahme der massiven Ausweitung der Nutzung der Eigenversorgungsprivilegien, davon auszugehen, dass es ggf. zu Problemen der „finanziellen Tragfähigkeit des Stromsystems“ kommt. Das passiert zumindest dann, wenn Steuern, Abgaben und Umlagen dadurch auf weniger Zahler konzentriert werden, die dann unverhältnismäßig belastet werden. Inwieweit der Effekt eintritt, hängt letztlich von der Entwicklung der insgesamt zu tragenden Kosten ab. Wird z. B. eine starke Absenkung der EEG-Umlage vorausgesetzt, da die historischen Förderkosten immer weniger zum Tragen kommen, wäre der Umverteilungseffekt der Ausnahmen von der EEG-Umlage in diesem Szenario begrenzter. Ebenso wäre der komparative Vorteil der Ausnahmen von der EEG-Umlage für Eigenversorgung geringer gegenüber anderen Energieversorgungsoptionen.

In diesem Zusammenhang wäre eine weitere Fördermöglichkeit die Einführung von Eigenversorgungsprivilegien für sogenanntes „virtual net-metering“, also für die bilanzielle Eigenversorgung, die einerseits geografisch gestreckt und zudem zeitlich verlagert (also z. B. innerhalb eines Monats) ermöglicht werden kann. Dadurch könnten Eigenverbrauchsquoten und die damit verbundenen betriebswirtschaftlichen Vorteile zwischen verschiedenen Eigenverbrauchern maximiert werden. Wie bei den jetzigen Eigenverbrauchsprivilegien würde es auch dann – allerdings im gesteigerten Maße – zu Umverteilungseffekten kommen. Diese könnten der Intention, die Akzeptanz für die Energiewende zu steigern, deutlich entgegenwirken. Wie sich die Umverteilungseffekte genau entwickeln würden, hängt von der konkreten Ausgestaltung der Ausnahmen ab, von deren Nutzung sowie von der Höhe der Gesamtbelastungen.

Unabhängig von den konkreten Privilegien für Eigenversorgung ist die Verteilung der Belastung zwischen den Energieträgern und -formen ein wichtiger Einflussfaktor für die Wirtschaftlichkeit von EE ggü. anderen Energieträgern bzw. Sektoren und somit für die angenommene Verfügbarkeit und Verbreitung von Sektorkopplungstechnologien. Gegenwärtig führt u. a. die ungleiche Belastung von Strom und Gas dazu, dass Geschäftsmodelle, die im weitesten Sinne auf Elektrifizierung beruhen bzw. diese voraussetzen, nicht wirtschaftlich sind. Ein zentrales Element, wenn nicht zur expliziten Förderung so doch zur Ermöglichung von dezentralen Geschäftsmodellen, ist daher die umfassende Reform der energierelevanten Steuern, Abgaben und Umlagen, die jedoch an anderer Stelle umfassender diskutiert wird.¹⁰

Weiterentwicklung der Grünstromkennzeichnung

Die Weiterentwicklung der Grünstromkennzeichnung ist eine zentrale Voraussetzung für dieses Szenario. Die Weiterentwicklung könnte auf Echtzeitinformation, einem gestiegenen Detaillierungsgrad und verlässlichen Qualitätsstandards für die Grünstromkennzeichnung abzielen. Dies würde eine verbesserte Transparenz, die Ausdifferenzierung von Kundenpräferenzen und damit die Aktivierung der entsprechenden Zahlungsbereitschaft ermöglichen. Das wiederum würde sich positiv auf die Rentabilität der dezentralen Technologien auswirken. Ein weiterentwickeltes System der Herkunftsnachweise (HKN) könnte bedeuten, dass HKN in Echtzeit ausgestellt und gelöscht werden könnten. Durch die Verfügbarkeit von Echtzeitdaten zu EE-Strom-Produktion und -Verbrauch werden differenziertere Grünstromprodukte ermöglicht, z. B. mit Blick auf die „Qualität“ der Grünstromversorgung. Damit ermöglichte Differenzierungsmerkmale sind u. a. die „Echtzeit“-Versorgung mit EE-Strom¹¹, die Stromversorgung aus spezifischen Anlagen oder auch die „Zusätzlichkeit“, die mit der konkreten Grünstromversorgung verbunden ist.

Neben den HKN selbst könnte ein Qualitätslabel für Grünstrombezug entwickelt und eingeführt werden. Ein solches Label könnte wiederum die Transparenz zu bestehenden Grünstromprodukten verbessern und dabei helfen zu vermeiden, dass Endkunden höhere Preise bezahlen, ohne dass durch Grünstrombezug ein nennenswerter Effekt auf den Ausbau der EE erzielt wird. In dem Zusammenhang ist erwähnenswert, dass die Europäische Kommission gemäß der neuen EE-Richtlinie dazu angehalten ist, „einen Bericht zur Bewertung der Möglichkeiten, ein unionsweites Ökolabel einzuführen, um die Nutzung von erneuerbarer Energie aus neuen Anlagen zu fördern“, zu erstellen.

Rahmenbedingungen für Energiegemeinschaften, Peer-to-Peer Handel und eine mögliche Anpassung der Pflichten im Strommarkt

Die neue EE-Richtlinie sowie die Strommarkttrichtlinie geben vor, dass Energiegemeinschaften und Peer-to-Peer(P2P)-Handel ermöglicht werden sollen. Die EU-Mitgliedstaaten sollen demnach ein „enabling framework“ etablieren, in dem Energiegemeinschaften funktionieren können. Dieses „framework“ ist

¹⁰ In diesem Zusammenhang ist als ein wichtiger Schritt das Ende 2019 verabschiedete Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) zu nennen, demnach ab 2021 eine CO₂-Abgabe auf in Verkehr gebrachte Brennstoffe (zunächst Erdgas, Flüssiggase, Heizöle, Kraftstoffe) erhoben wird. Auch die mögliche Senkung der EEG-Umlage würde ein Element zur Reform der Umlagen im Sinne dieses Szenarios bedeuten.

¹¹ Das bedeutet die Gleichzeitigkeit der Stromproduktion und Nachfrage eines bestimmten Produzenten und Verbrauchers.

nicht im Detail definiert. Es wird lediglich gefordert, dass regulatorische und administrative Hürden beseitigt werden, dass VNB mit Energiegemeinschaften kooperieren und dass Energiegemeinschaften faire, verhältnismäßige und kostenbasierte Umlagen und Steuern auferlegt werden.

Förderliche Rahmenbedingungen, wie von der neuen EE-Richtlinie gefordert, hängen eng mit der Definition von Rechten und Pflichten für Marktteilnehmer und deren Aktivitäten im Strommarkt zusammen. Zentral sind hier die rechtlichen und regulatorischen Vorgaben für die Abwicklung von Strombelieferung, Netznutzung und Bilanzierung. Wichtig ist zum Beispiel die Bilanzkreisverantwortlichkeit, die eine ausgeglichene ¼-h-Leistungsbilanz der Einspeisungen und Entnahmen, das ordnungsgemäße Fahrplanmanagement und den wirtschaftlichen Ausgleich verbleibender Bilanzabweichungen erfordert. Gegenwärtig übernimmt häufig der Lieferant die Bilanzkreisverantwortung. Aber auch der Letztverbraucher selbst kann die Bilanzkreisverantwortung übernehmen. Dies ist in der Regel erst ab einer gewissen Verbrauchsmenge sinnvoll, wegen des damit verbundenen Aufwands und der wirtschaftlichen Risiken.

Sofern neue Geschäftsmodelle durch technisch sehr fähige und finanziell gut aufgestellte (d. h. i. d. R. große) Akteure angeboten werden, stellen diese Anforderungen voraussichtlich kein besonderes Hemmnis dar. Ebenso sollten die bestehenden Rollendefinitionen erfüllt werden können, wenn Dritte als Dienstleister hinzugezogen werden. Für Geschäftsmodelle, die auf den direkten Handel zwischen Produzenten und Endverbraucher abzielen oder die von sehr kleinen Akteuren angeboten werden, ist die Erfüllung dieser und anderer Rechten und Pflichten wahrscheinlich nicht möglich. Dies könnte auch für Energiegemeinschaften im Sinne der neuen EE-Richtlinie als ein Hemmnis wirken, zumindest, wenn die jeweilige Energy Community zu klein bzw. technisch nicht ausreichend fähig ist.

Die gegenwärtige Definition der Verantwortlichkeiten, z. B. als bilanzkreisverantwortlicher Akteur und als Energieversorger, erschwert die Etablierung neuer Geschäftsmodelle, wenn diese durch im Vergleich zu etablierten Marktteilnehmern neue, kleinere und technisch weniger versierte Akteure angeboten werden. Es ist legitim, Geschäftsmodelle bzw. deren Einführung durch kleine Akteure nicht zu befördern, da z. B. davon ausgegangen wird, dass sie sich negativ auf die kosteneffiziente Sicherung der Systemstabilität auswirken würden.

Sollte die über die bisherige Marktliberalisierung hinausgehende Öffnung des Strommarktes für kleine und neue Akteure als sinnvoll erachtet werden, da sie z. B. die Akzeptanz der Energiewende verbessert oder neue, dezentrale Effizienzpotentiale gehoben werden könnten, könnten fokussierte Ausnahmen der bisherigen Pflichten erwogen werden. In diesem Kontext könnten möglichst klar definierte Konstellationen (P2P Trade oder klar definierte Energiegemeinschaften) von der Bilanzkreisverantwortlichkeit entbunden werden, wenn die installierten Leistungen im Gegenzug über entsprechende Steuerungsmöglichkeiten verfügen, so dass Netzbetreiber weiterhin in der Lage sind, für Netzstabilität zu sorgen. Grundlegend könnten für spezifische Situationen bzw. Akteurskonstellationen die Verantwortlichkeiten für Produzenten, Netzbetreiber, Versorger, Direktvermarkter und der mit diesen Rollen verbundene Bilanzkreisverantwortlichkeit überprüft bzw. angepasst werden.

Eine Anpassung der Pflichten an die zu erwartenden Fähigkeiten bzw. zumutbaren Kosten findet auch gegenwärtig z. B. mit Blick auf bestehende DeMinimis-Regelungen zur Direktvermarktung sowie der Steuerungsfähigkeit von EE-Anlagen statt. Die jeweiligen systemischen Folgen werden (und würden im Falle einer Ausweitung) wahrscheinlich durch VNB abgedeckt werden müssen und damit über Netzentgelte vergesellschaftet werden.

Während hierdurch ggf. neue Akteure mit neuen Geschäftsmodellen einfacher in den Markt treten könnten, wäre eine daraus folgende Herausforderung, die sichere und effiziente Systemführung sicherzustellen. Dies würde in dem Maße eine Herausforderung werden, in dem Ausnahmen von bestehenden Rechten gewährt würden. Zudem wären Ausnahmen für Geschäftsmodelle und Dienstleistungen, die eine optimierte Koordination dezentraler Produktion und von dezentralem Verbrauch versprechen, widersprüchlich.

Ein weiterer Aspekt, der sich hemmend auf neue Geschäftsmodelle und somit auf das Szenario als Ganzes auswirkt, ist die Integration von EE in alle Marktsegmente, insbesondere in den Regelenergiemarkt. Die anspruchsvolle Produktdefinition erlaubt es bislang EE (insb. kleinen EE-Anlagen) nicht, an dem Marktsegment teilzunehmen. Entsprechend kann hier keine Inwertsetzung stattfinden, die sich positiv auf die Rentabilität neuer Geschäftsmodelle und dezentraler Technologien auswirken würde.

Maßgeschneiderter regulatorischer Rahmen (sog. „regulatory sandboxes“)

Sollten Hemmnisse in den momentan definierten Rechten und Pflichten nicht strukturell beseitigt werden, z. B. da die Systemstabilität sonst nicht effizient und effektiv sichergestellt werden kann, könnten maßgeschneiderte regulatorische Rahmen eine weitere Option sein: Sie könnten Innovation im Bereich neuer Geschäftsmodelle ermöglichen und somit ein Hemmnis für das zentrale Element des Szenarios abschwächen.

Basierend auf Beispielen aus den Niederlanden und Großbritannien könnten sogenannte „Regulatory sandboxes“ eingeführt werden: Für innovative Technologien oder Dienstleistungen würden dann definierte Verantwortlichkeiten zum Teil ausgesetzt (d. h. z. B. mit Blick auf die Verantwortlichkeiten als Energieversorger). Diese Ausnahmen könnten zeitlich begrenzt sein und sich zunächst auf spezifische Dienstleistungen und Anbieter beziehen. Hierbei ist zu bedenken, dass einmal eingeräumte Ausnahmen möglicherweise schwer wieder zurückzunehmen sind. Durch die Einführung von Ausnahmen verschiebt sich ggf. die Begründungsnotwendigkeit für bzw. gegen Ausweitung der betreffenden Regeln.

Nach einem definierten Zeitraum würden die Ergebnisse evaluiert und die regulären Rechte und Pflichten wieder in Kraft treten. Die Erfahrungen aus den „regulatory sandboxes“ könnten dann u.U. in die weitere Gesetzgebung mit einfließen. Die damit verbundenen Fragen würden beinhalten: Welcher Mehrwert wurde für Kunden geschaffen? Welchen Beitrag kann die Dienstleistung bzw. das Geschäftsmodell zur Zielerreichung leisten? Welche Effekte ergeben sich auf die Systemstabilität? Welche Umverteilungseffekte ergeben sich?

Falls sog. „regulatory sandboxes“ eingerichtet werden, müsste sichergestellt werden, dass sie, zumindest unmittelbar, rückwirkungsfrei für andere Akteure im Strommarkt sind. Zudem müsste die Teilnahme auf Endkundenseite in jedem Fall freiwillig sein. Wie genau eine solche „sandbox“ eingerichtet werden könnte und welchen Nutzen dies genau bringen könnte, müsste an anderer Stelle weitergehend untersucht werden.

Es ist eine Reihe an weiteren möglichen Förderinstrumenten für dezentrale Technologien und neue Geschäftsmodelle denkbar, u. a. dass EE-Anlagen im dezentralen System ähnliche Förderung wie zentrale Anlagen erhalten. Dies könnte geschehen durch eine Übertragung der Auktionsergebnisse für größere Anlagen (evtl. mit einem Bonus für Kleinanlagen) oder durch die Integration kleiner Anlagen in Ausschreibungen (wobei kleinere Anlagen vermutlich weniger wettbewerbsfähig sind). Weitere Alternativen sind die Durchleitung des Marktwertes bzw. sogar eine administrative Preissetzung. Denkbar wären auch Verpflichtungssysteme für Energieversorger, d. h. weiße Zertifikate für eine integrierte Förderung von Erneuerbaren und Energieeffizienz.

Diese Förderoptionen werden hier der Vollständigkeit halber erwähnt. Sie werden nicht weiter im Detail diskutiert, da die Prämisse dieses Szenarios der marktgetriebene Ausbau dezentraler Technologien ist und nicht die dezidierte, finanzielle Förderung.

3.3.1.5 Zentrale Unsicherheiten im Szenario und Folgefragen

Das Szenario ist, selbstverständlich, mit grundlegenden Unsicherheiten behaftet. Insbesondere ist die konkrete Ausgestaltung und Ausweitung neuer Geschäftsmodelle unklar und sie ist zentral abhängig von deren Rentabilität (d. h. wiederum Zahlungsbereitschaft, Kostenentwicklungen und direkter/indirekter Förderung).

Aus der Darstellung des Szenarios ergeben sich verschiedene Folgefragen, die an separater Stelle weiterverfolgt werden könnten. Dazu gehören: Welche substantiellen Barrieren bestehen tatsächlich für neue Geschäftsmodelle mit Blick auf etablierte Verantwortlichkeiten (Bilanzkreisverantwortlichkeit, etc.)? Warum ist es ggf. für manche neuen Geschäftsmodelle problematisch, wenn Intermediäre bestehende Verantwortlichkeiten übernehmen müssen? Welche Elemente neuer Geschäftsmodelle stellen eher inkrementelle Entwicklungen dar und welche haben tatsächlich disruptive Auswirkungen?

Mit Blick auf die regulatorische Ausgestaltung ergeben sich u. a. folgende Fragen: Wenn eine Berücksichtigung von Netzengpässen zunehmend wichtig wird, kann eine erweiterte Akteurslandschaft wirklich effektiv und effizient eingebunden werden? Falls neue Geschäftsmodelle tatsächlich marktgetrieben zum Ausbau dezentraler Technologien führen, wie kann eine Mengensteuerung ermöglicht werden (und ist dies in diesem Falle noch sinnvoll)? Falls die Bilanzkreisverantwortlichkeit tatsächlich angepasst würde, Netznutzungsverträge vereinfacht würden usw., wie könnte diese neu organisiert werden? Falls sog. „Regulatory Sandboxes“ aufgesetzt werden, wie könnten Rückwirkungen auf andere Marktteilnehmer (wg. drohender Ungleichbehandlung) vermieden werden?

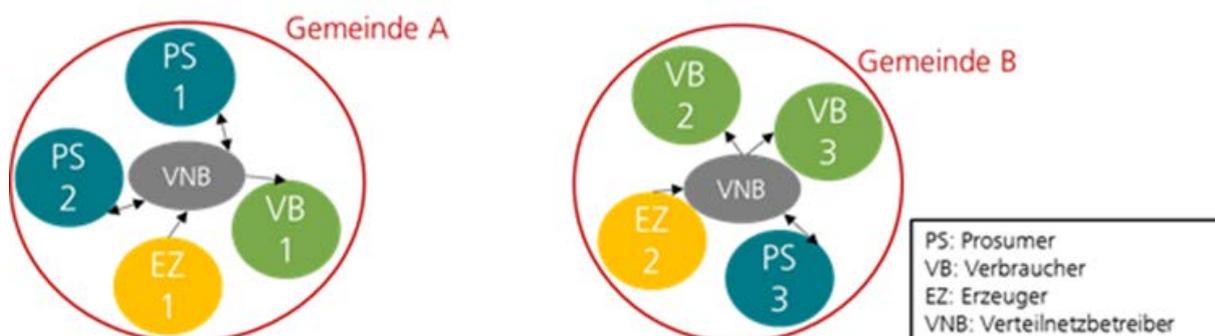
3.3.2 Kommunalszenario

3.3.2.1 Beschreibung

Das „Kommunalszenario“ ist hier definiert als ein Szenario mit hohen Kosten und ohne Kooperation. Da der Ausbau der zentralen Energieversorgung aufgrund großer Akzeptanzprobleme, bspw. bzgl. großen Windanlagen, PV-Anlagen, Netzen oder Speicher nicht möglich ist, stellt die Zielerreichung auf kommunaler Ebene die einzige Möglichkeit zum Erreichen der EE-Ausbauziele dar. Zusätzlich zu den Akzeptanzproblemen gibt es in diesem Szenario jedoch keinen Durchbruch der dezentralen Geschäftsmodelle, u. a. aufgrund ausbleibender Kostensenkungen, fehlenden Fortschritten bei der Digitalisierung oder sehr hohen Datenschutzerfordernissen. Entsprechend kann der EE-Ausbau nur auf dezentraler Ebene erreicht werden, wird aber auf dieser Ebene nicht vom Markt getrieben.

Im Kommunalszenario erhalten daher die Kommunen bzw. Gebietskörperschaften die Aufgabe (oder werden motiviert), eine umweltfreundliche Energieversorgung für ihre Einwohner sicherzustellen. Im Unterschied zu den meisten aktuell bestehenden „Energiekommunen“ ist hier eine tatsächliche, und nicht nur bilanzielle Deckung des lokalen Stromverbrauchs notwendig. Die Sicherung von kurzfristiger und langfristiger Versorgungssicherheit erfolgt auf dezentraler (Gemeinde-)Ebene (ggf. in Kooperation mit Nachbargemeinden).

Abbildung 10: Schematische Darstellung der Stromlieferbeziehungen im Kommunalszenario



3.3.2.2 Transformationspfad und Instrumente

Das Kommunalszenario entsteht nicht automatisch, es ist vielmehr eine Entscheidung für den Ausbau der erneuerbaren Energien auf kommunaler Ebene notwendig. Grundsätzlich kommen dafür zwei Optionen in Frage.

Eine Option wäre es, den Kommunen lediglich das Recht zu gewähren, die Energieversorgung in ihrem Gebiet zu übernehmen („Local Energy Community Plus“). Fraglich ist dabei jedoch zum einen, wie viele Gemeinden diese Möglichkeit freiwillig nutzen würden, zum anderen ergeben sich ggf. Probleme bzgl. der rechtlichen Umsetzbarkeit, unter anderem hinsichtlich der Kompatibilität mit dem EU-Recht, bspw. bzgl. Unbundling und Niederlassungsfreiheit.

Die zweite Option besteht darin, die Kommunen zur dezentralen Erfüllung der EE-Ausbauziele zu verpflichten und entsprechende Verpflichtungs- bzw. Förderinstrumente einzuführen.

In beiden Fällen wäre eine lokale oder zentrale (bundesweite) Refinanzierung (sowie eine Kombination aus beidem) des Ausbaus möglich.

Mögliche Förderinstrumente in diesem Szenario umfassen folgende Optionen:

- Anreizprogramme (z. B. lokales Fördersystem)
- Flexible Verpflichtungen (z. B. lokale Quoten); in den Grenzen des Aufgabeübertragungsverbots Bund/Kommunen oder mit GG-Änderung
- Ordnungsrechtliche Vorgaben (z. B. Solarsatzung, Plus-Energiehaus mit Wochenspeicher); Verhältnismäßigkeit beachten wg. Art. 14 GG
- Direktes Auftreten der Kommunen als EE-Anlagen- und Speicherbetreiber sowie Energieversorger (ggf. Partizipation über Mieterstrommodelle etc.); in den Grenzen des Kommunalwirtschaftsrechts (Subsidiaritätsprinzip) oder entsprechende Liberalisierung durch Länder

Zusätzlich sind ggf. bau- und planungsrechtliche Vereinfachungen für Kommunen zur Erfüllung der Aufgaben notwendig.

Auf der Refinanzierungsseite sind bei einer Entscheidung für eine lokale Refinanzierung zusätzliche Möglichkeiten zur Einnahmeerzielung notwendig. Dabei sind die Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und Belastungsgleichheit zu beachten. Eine zentrale Refinanzierung und Umverteilung zwischen den Kommunen könnte bspw. über Zuweisungen/Anteile an bereits erhobenen Steuern/Zuweisungen von Landes- oder Bundesmitteln erfolgen. Dazu ist jedoch ggf. eine Grundgesetz-Änderung zur Ermöglichung von Direktzuweisungen des Bundes an Kommunen erforderlich.

3.3.2.3 Auswirkungen

Im Kommunalszenario kommt es zum einen zu einer abnehmenden Nutzung der Übertragungsnetze. Ein weiterer Netzausbau ist in diesem Szenario dagegen auf Verteilnetzebene notwendig. Zudem kommt es zu einem Anstieg der durchschnittlichen Stromgestehungskosten aufgrund der fehlenden zentralen Stromerzeugung. Weiterhin steigen die Energiesystemkosten zusätzlich aufgrund fehlender Ausgleichseffekte bei Verbrauch und Erzeugung durch Beschränkung auf ein kleines räumliches Gebiet. Tendenziell kommen aufgrund des geringen Netzausbaus teure Flexibilitätsoptionen zum Zug. Die fehlende Digitalisierung erschwert möglicherweise den Ausgleich auf dezentraler Ebene, allerdings reduziert die geringe Zahl von Akteuren auch die Anforderungen an den Systemausgleich. Die Stromversorgung von Städten und in Ballungszentren stellt eine besondere Herausforderung dar und die Versorgungssicherheit in diesen Gebieten sinkt ggf. im Vergleich zu heute deutlich ab. Auch die Sicherung der Stromversorgung über das gesamte Jahr und in Kalt-Dunkel-Flauten ist zumindest deutlich teurer. Eine Kooperation zwischen Kommunen kann die erwarteten Auswirkungen möglicherweise dämpfen. Im Szenario ist unklar, inwieweit Akzeptanz zum dezentralen Ausbau bei steigenden Kosten besteht und ob das Szenario (auch rechtlich) durchgesetzt werden kann.

3.3.2.4 Schlussfolgerungen zur Notwendigkeit und Ausgestaltung von Förderung

In Kommunalszenario müssen die Kommunen motiviert oder verpflichtet werden, die EE-Ziele auf kommunaler Ebene zu erreichen. In diesem Szenario ist eine Förderung auch langfristig notwendig, da die Kosten deutlich höher sind als in einem Szenario mit einem zentralen Energiesystem. Es bestehen große rechtliche Herausforderungen bei der Implementierung von kommunalen Förderinstrumenten. Aus ökonomischer Sicht ist in diesem Szenario die Marktintegration weniger relevant, da ohnehin kein zentraler Markt existiert und in der Kommune der Dispatch auch zentral gesteuert werden kann. Es sind daher Förderinstrumente mit einer hohen Sicherheit empfehlenswert, die zumindest die Finanzierungskosten minimieren. Insgesamt sollte dieses Szenario, bzw. auch Anreize zu kommunaler tatsächlicher Selbstversorgung, aufgrund der hohen Kosten und der nachteiligen Wirkungen auf die Versorgungssicherheit vermieden werden.

3.4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

In diesem Abschnitt wurden verschiedene Szenarien qualitativ analysiert, um eine möglichst große Bandbreite von zukünftigen Entwicklungen bei den erneuerbaren Energien im Stromsektor zu analysieren. Aus der Analyse lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen und Empfehlungen entwickeln:

- Derzeit befindet sich das System im Szenario der partiellen Marktintegration. In der Vergangenheit wurde das Fördersystem für EE stets so weiterentwickelt, dass der Grad der Marktintegration und die wettbewerblichen Komponenten an Bedeutung gewonnen haben. Obwohl die vollständige Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien im Stromsektor auch langfristig unsicher ist (zumindest bei der derzeitigen Gestaltung der Strommärkte), zeigen die Entwicklungen von Stromgestehungskosten und Marktwerten, dass das Erreichen des Szenarios Vollständige Marktintegration eine reale Möglichkeit darstellt. Im Szenario Partielle Marktintegration muss dennoch, wie bisher auch, stets eine Abwägung zwischen den Zusatzkosten einer Übertragung von Risiken auf die Anlagenbetreiber und den potenziell damit einhergehenden Ersparnissen aufgrund einer produktiveren Bewirtschaftung dieser Risiken stattfinden. Mittelfristig könnte das Szenario Partielle Marktintegration bzw. Vollständige Marktintegration auch durch das Szenario Erfolgreiche dezentrale Geschäftsmodelle ergänzt werden, das zumindest für einen Teil der erneuerbaren Energien relevant sein kann.
- Vor diesem Hintergrund empfehlen wir die folgenden Anpassungen bzw. Ergänzungen der Förderung für EE im Stromsektor:
 - Die gleitende Prämie sollte als Art der Auszahlung beibehalten werden, ggf. könnte eine Umstellung auf einen jährlichen Referenzzeitraum erfolgen. Mittelfristig könnte auch eine Umstellung auf eine technologieübergreifende Förderung sinnvoll sein, wobei die Details bei der Ausgestaltung der Ausschreibung zu beachten sind. Bei Rückgängen bei den Ausbautzahlen und geringem Wettbewerb (wie derzeit Wind an Land) sollte die Förderung ggf. flexibel die Möglichkeiten zur Aufhebung von Förderdeckeln (bspw. basierend auf Ausschreibungen) nutzen.
 - Gleichzeitig sollen Voraussetzungen für vollständige Marktintegration und dezentrale Geschäftsmodelle geschaffen werden.
 - Bzgl. der vollständigen Marktintegration umfasst dies den Erhalt und die Verstärkung von Anreizen zu Nachfrageflexibilisierung, Netzausbau und Sektorkopplung, die Schaffung hoher CO₂-Preise (im EU-ETS und außerhalb), die erweiterte Nutzung von ggf. differenzierten Herkunftsnachweisen, damit der Wert von Grünstrom berücksichtigt werden kann, und die Implementierung von möglichen Instrumenten zur Risikoabsicherung, wie bspw. PPAs.

- Mit Bezug auf die dezentralen Geschäftsmodelle sind unter anderem ein Fortschreiten der Digitalisierung oder die Vereinfachung der Administration von Plattformen etc. notwendig. Allerdings sollte gleichzeitig ein Bewusstsein für die Problematik impliziter Förderung (bspw. Eigenversorgungsprivilegien) geschaffen werden, die Förderung dezentraler Modelle könnte ggf. eher explizit ausgestaltet werden (falls von Bevölkerung gewünscht und sozial sinnvoll ausgestaltet).

Durch die hier genannten Maßnahmen sollten Entwicklungen in Richtung der Szenarien Zentrale Planung und Kommunalszenario möglichst vermieden werden.

4 Quantitative Analyse des künftigen Finanzierungsbedarfs: Kann das EEG 2025 abgeschafft werden?

Der zentrale Grund für eine explizite EE-Förderung ist, dass derzeit die Refinanzierung von EE am Strommarkt aufgrund technologischer und ökonomischer Eigenschaften der EE bei dem derzeitigen Niveau der Börsenstrompreise nicht gegeben ist und zumindest mittelfristig unwahrscheinlich bleibt. Zu den Eigenschaften von EE, die eine vollständige Refinanzierung am Strommarkt erschweren, gehören die volatile Stromproduktion der EE und die begrenzte Möglichkeit von EE, eine große Bandbreite an Produkten am Strommarkt bereitzustellen. Daher ergibt sich vor dem Hintergrund der bestehenden Ausbauziele für EE die Frage, ob und in welcher Höhe unter gegenwärtigen Bedingungen mittel- und langfristig zusätzlicher Finanzierungsbedarf für den EE-Ausbau besteht – salopp formuliert wird somit unter anderem die Frage beantwortet, ob das EEG (in seiner bestehenden Form) im Jahr 2025 abgeschafft werden kann. Analog zur Feststellung des Finanzierungsbedarfs unter gegenwärtigen Bedingungen erfolgt eine Analyse unter alternativen Rahmenbedingungen, die gegebenenfalls eine eigenständige Refinanzierung von EE ermöglichen. Deren Identifikation fußt auf einer umfassenden qualitativen Betrachtung, welche in Kapitel 3 dieses Berichts vorgestellt wurde.

Dieses Kapitel ist der quantitativen Analyse des künftigen Finanzierungsbedarfs für EE gewidmet. Einleitend wird im Rahmen von Abschnitt 4.1 das für die quantitativen Untersuchungen verwendete Modellsystem vorgestellt. Im Anschluss erfolgt eine Vorstellung der im Rahmen der Analyse des künftigen Finanzierungsbedarfs untersuchten Fälle sowie der hierin getroffenen Annahmen. Zentrale Parameter der szenariohaften Untersuchung werden aufgelistet und die getroffene Variation der Kenngrößen erläutert. Im Nachgang erfolgt die umfassende Ergebnisbetrachtung, beginnend mit den Ergebnissen zum EE-Ausbau und TechnologiemiX (Abschnitt 4.2), der Betrachtung und Diskussion der eruierten Strompreise und Marktwerte (Abschnitt 4.3), gefolgt von Ergebnissen zum künftigen Finanzierungs- bzw. Förderbedarf (Abschnitt 4.4).

4.1 Modellansatz und Annahmen

4.1.1 Das Modellsystem im Überblick

Für die Modellierungen werden die seitens der TU Wien entwickelten bzw. angewendeten Energiesystemmodelle Green-X und Balmorel verwendet. Green-X ist ein Simulationsmodell für energiepolitische Förderinstrumente im Bereich erneuerbarer Energien, unter dessen Anwendung im Rahmen der Studie der künftige Ausbau EE und der damit im Einklang stehende Finanzierungs- bzw. Förderbedarf ermittelt wird. Balmorel ist ein Open Source Simulations- und Optimierungsmodell für den Stromsektor, das detaillierte Analysen von physikalischen Möglichkeiten bzw. Schranken der Integration von erneuerbaren Energien in bestehende Stromsysteme ermöglicht. Im Verbund angewendet, erlauben die Modelle eine detaillierte Untersuchung des künftigen Ausbaus EE sowie des Finanzierungsbedarfs inklusive etwaiger Interaktionen und Interdependenzen mit dem europäischen Strombinnenmarkt. Nachfolgend werden beide Modelle vorgestellt und auch deren Wechselspiel im Detail erläutert.

4.1.1.1 Das Energiesystemmodell Green-X – der Einfluss der Energiepolitik auf Ausbau, Kosten und Nutzwerte erneuerbarer Energien

Green-X ist ein Simulationsmodell für energiepolitische Instrumente im Bereich erneuerbarer Energien, welches während des gleichnamigen EU-Forschungsprojekts Green-X in seinen Grundzügen vor rund 15

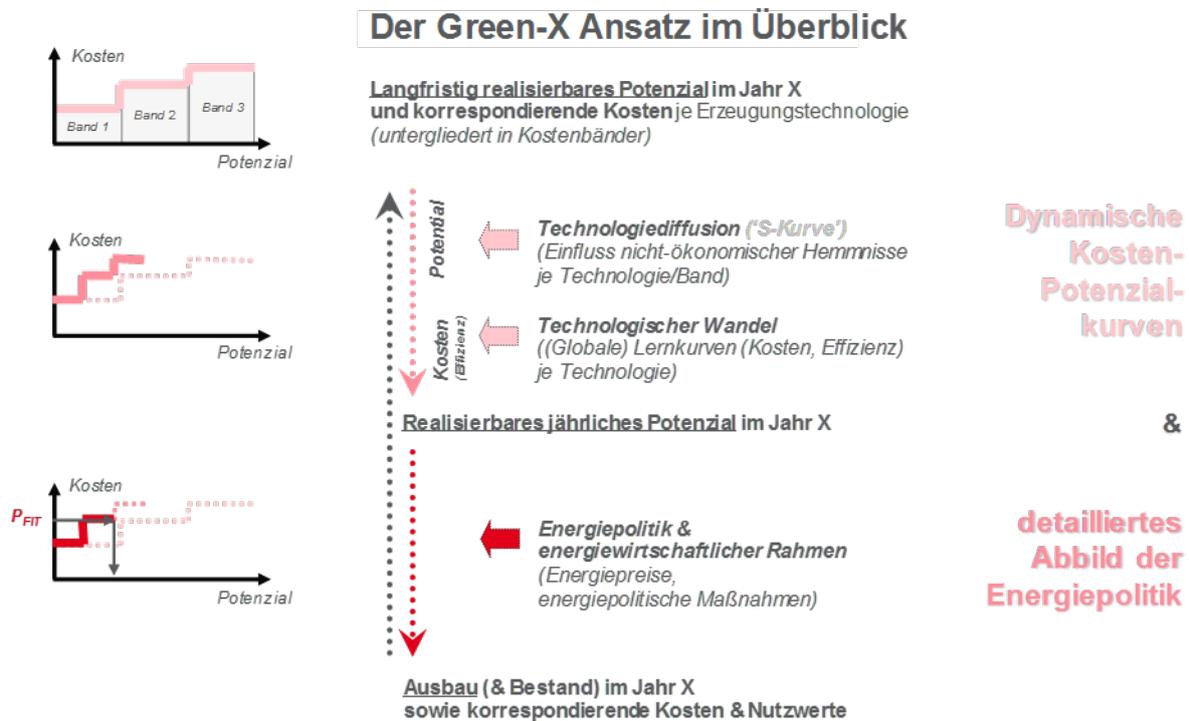
Jahren an der TU Wien, von der Energy Economics Group entwickelt wurde. Dieses Modell erlaubt eine vergleichende und quantitative Analyse der Interaktion des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Energiesektoren (d. h. Strom, Wärme, Verkehr) mit Energieeffizienz- und CO₂-Reduktionsmaßnahmen, sowohl für die gesamte EU, als auch für die einzelnen Mitgliedsstaaten. Das Modell prognostiziert die Entwicklung des Einsatzes von Energietechnologien auf Basis erneuerbarer Energien als Szenarien bis zum Jahr 2050 in Abhängigkeit der unterstellten energiepolitischen Rahmenbedingungen – von Förderpolitiken über Ressourcenverfügbarkeit bis hin zur angenommenen Entwicklung der Energiepreise oder der -nachfrage. Innerhalb des Modells werden die wichtigsten regenerativen Erzeugungstechnologien in den betrachteten Energiesektoren auf Länderebene mit Hilfe von dynamischen Kosten-Potenzialkurven abgebildet. Dieser neu entwickelte Ansatz im Bereich der Modellierung stellt einen Brückenschlag zwischen bestehenden Methoden dar.

Der Ansatz umfasst:

- die formale Beschreibung von Kosten und Potenzialen erneuerbarer Energien mittels statischer Kosten-Potenzialkurven;
- die Modellierung technologischen Wandels, d. h. der dynamischen Kosten- und Effizienzentwicklung, wie beispielsweise mittels Lernkurven beschrieben;
- Aspekte der Technologiediffusion durch Berücksichtigung nicht-ökonomischer dynamischer Barrieren.

Um realistische Szenarien generieren zu können, ist es notwendig, verschiedene Portfolien von Förderstrategien auswählen zu können. Das Modell ist so aufgebaut, dass sowohl preisorientierte (z. B. Einspeisetarife, Einspeiseprämien, Investitionszuschüsse, Steueranreize) als auch mengenorientierte Strategien (z. B. Quotensystem in Kombination mit handelbaren Grünstromzertifikaten, Ausschreibungsverfahren) analysiert werden können. Darüber hinaus lässt das Modell entsprechende Kosten- und Nutzenanalysen sowohl aus Produzenten- als auch aus Konsumentensicht zu. Abbildung 11 bietet eine schematische Darstellung der Funktionsweise des Modells.

Abbildung 11: Schematische Darstellung der Funktionsweise des Simulationsmodells Green-X



Im Allgemeinen sei angemerkt, dass für eine positive Investitionsentscheidung in EE-Technologien im Rahmen der modellhaften Betrachtung auf Basis der zu erwartenden Erlöse eine hinreichende Refinanzierung aller auftretenden Kosten, also inklusive Investitions- und Finanzierungskosten gegeben sein muss. Relevant ist hierbei auch die adäquate Berücksichtigung aller aus Investorensicht relevanten Risikoelemente, welche im Modell differenziert nach Markt- und Politik-, Länder- bzw. Technologierisiko abgebildet werden und die Investitionsentscheidung beeinflussen.

Selbiges Prinzip gilt auch für etwaige Reinvestitionen bei Anlagen, die das Ende ihrer (ökonomischen) Lebenszeit erreicht haben – ein positiver Investitionsentscheid erfolgt auch hier nur im Falle hinreichender Refinanzierung. Im gleichen Sinne gilt bei bestehenden Anlagen, dass für eine positive Betriebsentscheidung die zu erwartenden Betriebserlöse – dies umfasst sowohl Markterlöse als auch etwaige Erlöse aufgrund förderpolitischer Eingriffe – die laufenden Kosten abdecken bzw. übersteigen müssen.

Entsprechend können wir auf Grundlage der Modellergebnisse bewerten, inwieweit bestimmte Finanzierungsmechanismen bzw. Fördersysteme zur Zielerfüllung ausreichend sind.

4.1.1.2 Das Energiesystemmodell Balmorel – der detaillierte Blick auf das Stromsystem

Balmorel (Baltic Model of Regional Electricity Liberalisation) ist ein Open Source Simulations- und Optimierungsmodell für den Strom- und Fernwärmesektor, das detaillierte Analysen von physikalischen Möglichkeiten und Grenzen der Integration von erneuerbaren Energien in bestehende Stromsysteme ermöglicht. Das Modell wurde im Grundaufbau vor mehr als zehn Jahren von der Dänischen Technischen Universität (DTU) entwickelt. Es wird im skandinavischen und zentraleuropäischen Raum seither von zahlreichen namhaften Forschungsinstitutionen und Behörden angewendet und weiterentwickelt. Aufgrund der Modelleigenschaften, Datenstruktur und Einsatzflexibilität eignet sich das Modell bestens zur

Beantwortung der zu untersuchenden Fragestellungen. Im Rahmen der Studie wird das Stromsystemmodell Balmorel dazu verwendet, in hoher zeitlicher Auflösung (auf stündlicher Basis) das Wechselspiel zwischen Stromnachfrage, -dargebot und internationalem Handel zu modellieren.

Das Modell basiert auf mehrperiodischer linearer Optimierung mit der Zielfunktion der Minimierung der entscheidungsrelevanten Systemkosten für Strom und Wärme (inkl. KWK). Die modellexogene Nachfrage wird mit einer ebenfalls exogen definierten Verteilungsfunktion in Lastgänge für Strom und Wärme für jeden Zeitschritt des Modells umgewandelt, wobei nachfrageseitige Flexibilität für bestimmte Lastsegmente optional unterstellt werden kann. Zur Deckung der Nachfrage in jedem Zeitsegment greift das Modell auf vorhandene Leistung von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen zurück. Zusätzlich zum Kraftwerkseinsatz kann auch die Investition in neue Erzeugungs- sowie Übertragungskapazitäten optimiert werden.

Das Modell umfasst die wichtigsten Aspekte vom Stromsystem mit einem hohen Anteil von (variablen) erneuerbaren Energien, indem es in hoher zeitlicher Auflösung die Schwankungen der EE-Erzeugung abbildet. Der internationale Stromaustausch ist ebenfalls in stündlicher Auflösung dargestellt. Abbildung 12 zeigt die Kernstruktur des Balmorel Energiesystemmodells.

Abbildung 12: Kernstruktur des Balmorel Modells (Wiese et al., 2018)

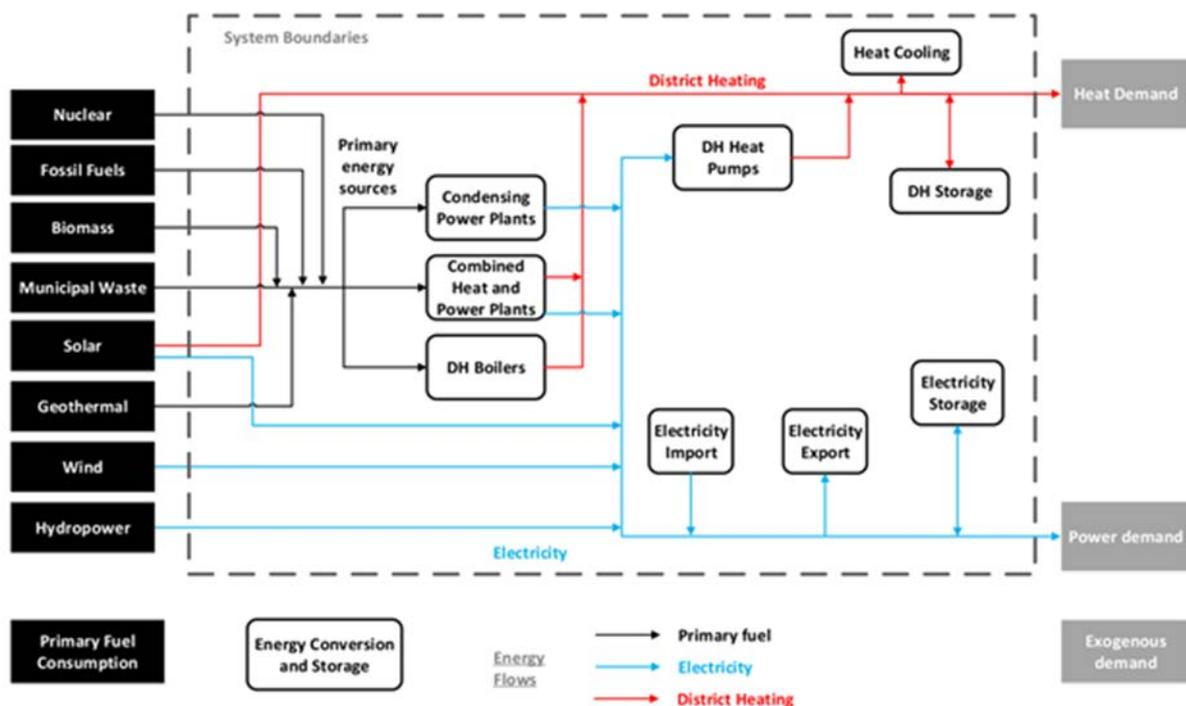
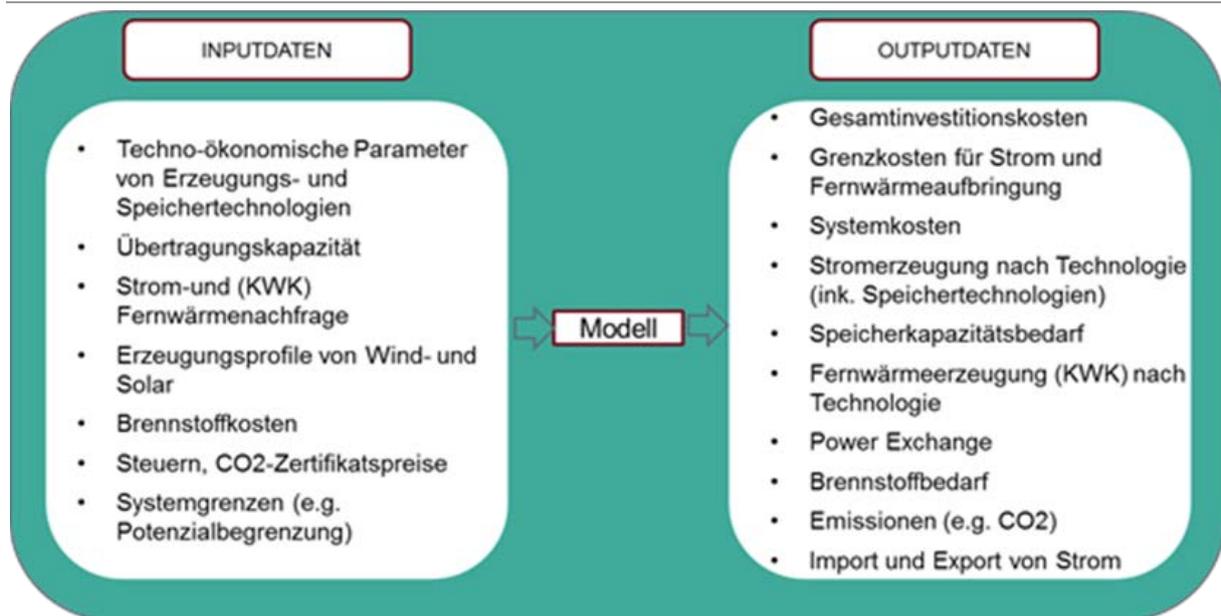


Abbildung 13: Input- und Outputdaten des Stromsystemmodells Balmorel



Ein schematischer Überblick über die Input- und Outputdaten von Balmorel ist in Abbildung 13 dargestellt.

Es gibt drei geografische Ebenen in der Modellstruktur: *Countries*, *regions* und *areas*. Stromerzeugung- und -verbrauch werden auf Ebene der *regions* bilanziert, Fernwärmeerzeugung- und -verbrauch auf Ebene der *areas*. Stromaustausch ist möglich zwischen den verschiedenen *regions*, die Fernwärme kann dagegen nicht über die Grenzen der *areas* hinaus transportiert werden. Diese und weitere Charakteristika von Balmorel sind in Tabelle 5 übersichtsweise dargestellt.

Tabelle 5: Modellcharakteristika von Balmorel (adaptiert nach (Münster, 2019))

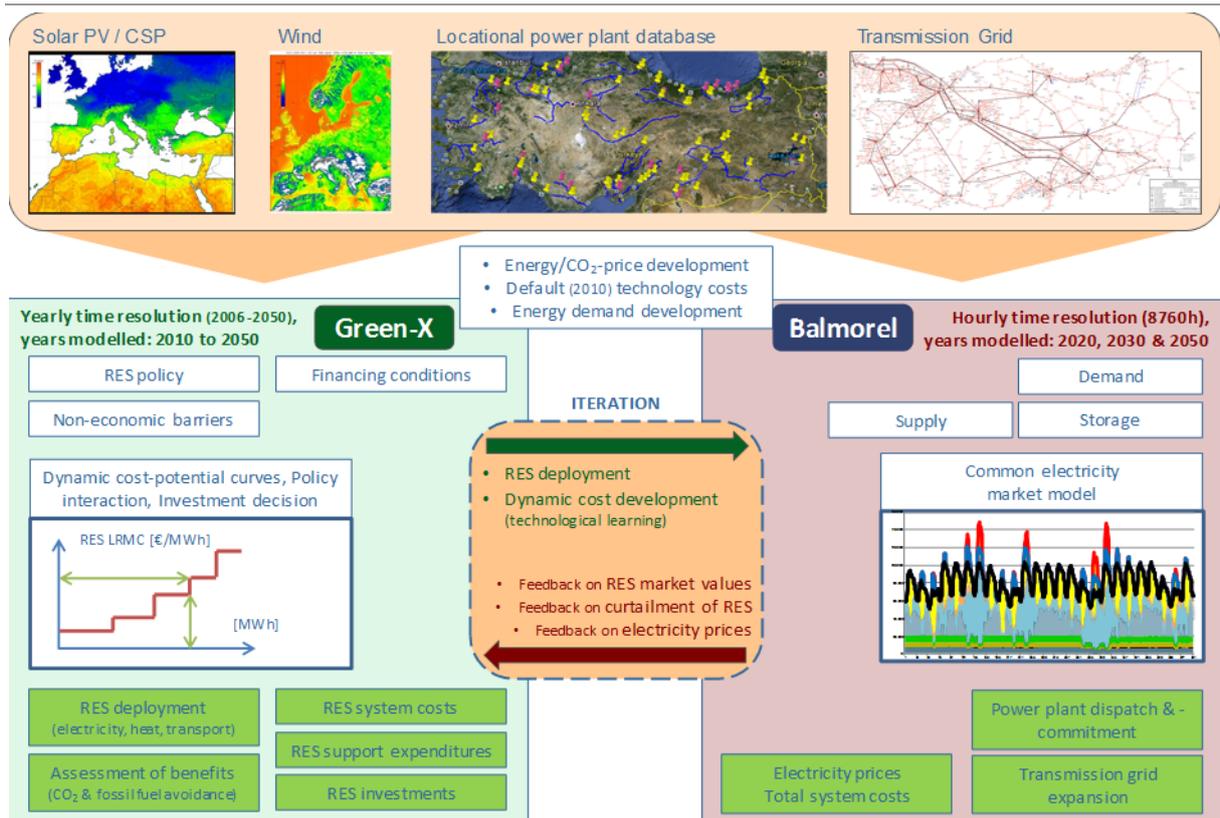
Balmorel Modell Charakteristika	
Systemaggregation	Flexibel auf drei geografischen Ebenen (<i>countries</i> , <i>regions</i> , und <i>areas</i>)
Optimierung	Lineare Optimierung
Optimierungsziel	Minimierung der jährlichen Systemkosten
Optimierungsobjekt	Kraftwerkseinsatzplanung und Investitionen in Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten
Output	Kraftwerkserzeugung, Brennstoffverbrauch, Emissionen, Stromimporte/-exporte, Investitionen in Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten, Strom- und Wärmepreis
Laufzeit	Zwischen Minuten und Tagen (je nach zu untersuchendem Problem)
Zugang	Open Source (GAMS Lizenz erforderlich), direkter Zugang zu Code (und teilweise Daten)

4.1.1.3 Die Anwendung der Modelle im Rahmen der Studie

Für die zu untersuchenden Fragestellungen der Auswirkungen auf die Markt- und Bedarfsdeckungssituation und in Folge der Markterlöse EE bzw. des verbleibenden Förderbedarfs werden die beiden Modelle Green-X und Balmorel gekoppelt. Abbildung 14 veranschaulicht diese Kopplung.

Die Ergebnisse des Green-X Modells zum Ausbau erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten dienen dabei als Input für die weitere Modellierung mit Balmorel. Die Ergebnisse von Balmorel, wie der stündliche Strompreis, sowie die Auslastung bzw. Überlastung des Übertragungsnetzes, werden dann verwendet, um die Auswirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren auf Strommarkt und Stromnetz zu untersuchen. Analysiert werden der Merit-Order Effekt (d. h. die preissenkende Wirkung von variabler erneuerbarer Erzeugung) und die Marktwertentwicklung von erneuerbaren Energien – insbesondere die Vergütung von Strom aus variablen Erneuerbaren wie Windenergie und Photovoltaik, z. B. relativ betrachtet im Vergleich zum Grundlastpreis. Bezüglich der Strompreis- und Marktwertentwicklung erfolgt anschließend eine Rückkopplung zu Green-X, was eine Neurechnung des EE-Ausbaus und insbesondere des Finanzierungsbedarfs bedingt. Die Modellierung erfolgt für den Zeitraum 2015 bis 2050, wobei jeweils Stützjahre im Rahmen der Stromsystemmodellierung betrachtet werden (2020, 2030, 2050), während bei der Ermittlung des Finanzierungsbedarfs (Green-X) eine Analyse auf jährlicher Basis erfolgt (bis 2050).

Abbildung 14: Kopplung der Modelle Green-X und Balmorel



4.1.2 Die untersuchten Szenarien im Überblick

Eine breite Palette an Szenarien des künftigen Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschlands Stromsektor sowie der damit im Einklang stehenden Kosten, speziell des Finanzierungs- bzw. Förderbedarfs, wird im Rahmen der modellhaften Analyse untersucht.

Eingangs sei hier nochmals der energiepolitische Hintergrund beleuchtet: Der zentrale Grund für eine explizite EE-Förderung ist, dass derzeit die Refinanzierung von EE am Strommarkt aufgrund technologischer und ökonomischer Eigenschaften der EE sowie der vorherrschenden geringen Strompreise nicht gegeben ist und zumindest mittelfristig unwahrscheinlich bleibt. Daher ergibt sich vor dem Hintergrund der bestehenden Ausbauziele für EE die Frage, ob und in welcher Höhe unter gegenwärtigen Bedingungen mittel- und langfristig zusätzlicher Finanzierungsbedarf für den EE-Ausbau besteht. Im Anschluss an die Feststellung des Finanzierungsbedarfs unter gegenwärtigen Bedingungen können ggf. geringere Finanzierungsbedarfe unter alternativen Rahmenbedingungen identifiziert bzw. Rahmenbedingungen entwickelt werden, die eine eigenständige Refinanzierung von EE ermöglichen.

Tabelle 6: Szenarienüberblick: Untersuchte Themenblöcke

Untersuchte Themenblöcke				
Umfassender Instrumentenvergleich (bei Fortführung von Eigenverbrauchsprivilegien)	Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchs- privilegien	Fixe Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchs- privilegien	Grünstrom- Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchs- privilegien	ETS only, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchs- privilegien
Einfluss des Wegfalls von Eigenverbrauchsprivilegien (umfassender Instrumentenvergleich)	Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchs- privilegien	Fixe Marktprämie, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchs- privilegien	Grünstrom- Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchs- privilegien	ETS only, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchs- privilegien
Einfluss hoher CO2 Preise (Beispiel: Zertifikatshandel und ETS only)	Grünstrom- Zertifikatshandel, hohe CO2 Preise, Eigenverbrauchs- privilegien	Grünstrom- Zertifikatshandel, hohe CO2 Preise, keine Eigenverbrauchs- privilegien	ETS only, hohe CO2 Preise, Eigenverbrauchs- privilegien	ETS only, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchs- privilegien
Einfluss niedriger Renditenerwartung (Instrumentenvergleich)	Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchs- privilegien, niedrige Renditenerwartung	Grünstrom- Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchs- privilegien, niedrige Renditenerwartung	ETS only, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchs- privilegien, niedrige Renditenerwartung	
Einfluss niedriger Stromnachfrage (Instrumentenvergleich)	Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchs- privilegien, niedrige Stromnachfrage	Grünstrom- Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchs- privilegien, niedrige Stromnachfrage	ETS only, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchs- privilegien, niedrige Stromnachfrage	

Tabelle 7: Zentrale Parameter und deren Variation bei den untersuchten Szenarien

Zentrale Parameter:				
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)	Gleitende Marktprämie (S1)	Fixe Marktprämie (S2)	Grünstrom-Zertifikatshandel (S9 zusätzlich)	ETS only (vollständige Marktintegration) (S8*)
EE Ausbauziel 2030	65%	offen		
EE Technologiemarkt	politikgetrieben	kostenminimal	marktgetrieben	
Eigenverbrauchsprivilegien	Ja	Nein		
Renditenerwartung der Investoren	mittel	niedrig		
CO2 Preistrend	mittel	hoch		
Stromnachfrage	mittel	mittel/hoch	niedrig	

Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Finanzierungsmechanismen, also der energiepolitischen Instrumente zur etwaigen Förderung EE, sowie auch mit Blick auf die angenommenen wirtschaftlichen, energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen. Einen kompakten Überblick bietet diesbezüglich Tabelle 6, wo eine Gliederung der Szenarien nach den untersuchten Themenblöcken erfolgt. Ergänzend hierzu zeigt Tabelle 7 die zentralen Parameter und deren Variation im Zuge der Modellierung. Wie hierin ersichtlich umfasst der aufgespannte Bogen folgende Themenblöcke:

- **Umfassender Instrumentenvergleich:** Hier werden neben der Fortführung der gegenwärtigen Förderpraxis, also einer gleitenden Marktprämie mit wettbewerblicher Allokation (mittels Auktionen), als Alternativansätze eine fixe Marktprämie (mit ebenso wettbewerblicher Allokation), ein technologieübergreifender Grünstromzertifikatshandel sowie das Kappen jeglicher dezidiert Förderanreize, wo somit alleinig das ETS aufgrund der Bepreisung von CO₂-Emissionen den weiteren Ausbau EE regeln würde, betrachtet.
- **Einfluss von Eigenverbrauchsprivilegien und deren Anreizwirkung für dezentrale PV:** Der zuvor erwähnte Instrumentenvergleich wird im Rahmen der Untersuchung sowohl bei Fortführung als auch bei Wegfall bestehender Eigenverbrauchsprivilegien durchgeführt. Der Vergleich erlaubt Rückschlüsse auf den resultierenden Finanzierungs- bzw. Förderbedarf. Derzeit besteht für (partielle) Eigenerzeuger eine zusätzliche Anreizwirkung für den Ausbau dezentraler PV aufgrund vorhandener Eigenverbrauchsprivilegien aufgrund der Vermeidung von Netzentgeltkomponenten sowie steuerlicher Ersparnisse¹².
- **Einfluss hoher CO₂-Preise:** Im Allgemeinen heben hohe Preise für CO₂-Emissionsrechte im EU ETS das Preisniveau am Strommarkt und senken somit den zusätzlichen Förderbedarf. Der Einfluss der CO₂-Preise auf den resultierenden Förderbedarf wird im Rahmen der Untersuchung exemplarisch für eine EE-Förderung mittels Grünstromzertifikaten sowie für eine „ETS only“ Welt aufgezeigt, wobei beide Fälle sowohl bei Wegfall als auch bei Fortführung von Eigenverbrauchsprivilegien analysiert werden.
- **Einfluss niedriger Renditenerwartung:** Im Zuge der letzten Jahre bedingte die allgemeine Finanz- und Wirtschaftslage ein Absinken der Renditenerwartung seitens der Investoren, insbesondere im Falle sicherer Investitionen aufgrund staatlicher Garantien oder entsprechender risikominimierender Begleitmaßnahmen. Im Regelfall der Modellanalyse wird eine mittlere Renditenerwartung für die Jahre nach 2020 unterstellt. Im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung wird der Einfluss einer künftig fortwährenden niedrigen Renditenerwartung auf den Finanzierungs- bzw. Förderbedarf eruiert. Die Folgewirkung wird hierbei für unterschiedliche Förderinstrumente analysiert.
- **Einfluss niedriger Stromnachfrage:** Während im Regelfall in den Jahren nach 2020 von einer erheblich steigenden Stromnachfrage ausgegangen wird, wird im Zuge der Sensitivitätsbetrachtung

¹² Gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG sind EE-Eigenerzeuger bis 2 MW von der Stromsteuer befreit.

der Fall einer niedrigen Stromnachfrage, im Regelfall ein Zeichen hoher Energieeffizienz, betrachtet. Auch hier erfolgt die Betrachtung unterschiedlicher Förderinstrumente.

4.1.3 Kernannahmen

In diesem Abschnitt werden die Kernannahmen der Modellierung im Detail vorgestellt. Diese stehen im Einklang mit vorherigen Ausführungen zu den untersuchten Szenarien.

4.1.3.1 Der unterstellte energiepolitische Rahmen: dezidierte EE Förderinstrumente vs. ETS only

Wie zuvor erwähnt, werden vier unterschiedliche Anreizsysteme hinsichtlich des künftigen Ausbaus EE betrachtet. Konkret fußen hierbei alle betrachteten Szenarien auf der Annahme, dass ein Systemwechsel, also ein Umstieg vom derzeitigen Fördersystem auf ein etwaiges neues Förderregime, nach 2020 erfolgt. Mit anderen Worten, der Ausbau erneuerbarer Energien ist bis Ende 2020 durch das bestehende Fördersystem auf Basis gleitender Marktprämien (bei wettbewerblicher Allokation) bestimmt, während ein etwaiger Ausbau nach 2020 entsprechend des vordefinierten neuen energiepolitischen Rahmens erfolgt. Des Weiteren haben alle Szenarien, in denen eine dezidierte EE-Förderung unterstellt wird, gemein, dass die Vergütungsdauer wie auch heute auf 20 Jahre beschränkt wird. Der internationale Vergleich zeigt dies als übliche Praxis, da hierdurch auch der Betrieb von EE Anlagen selbst im Falle niedriger Strompreise über einen längeren Zeitraum gewährleistet würde. Detailannahmen für die untersuchten Instrumente sind wie folgt:

- **Basisfall: Gleitende Marktprämie mit wettbewerblicher Preisbestimmung:** In Analogie zur generellen Fallbetrachtung (siehe Abschnitt 3.1) wird für den Basisfall (S1) unterstellt, dass der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschlands Stromsektor künftig im Regelfall durch eine gleitende wettbewerblich bestimmte Marktprämie erfolgt. Wie auch heute wird angenommen, dass technologiespezifische Ausschreibungen der zu errichtenden Kapazitäten hier der wettbewerblichen Preisbestimmung dienen.
- **Alternativfall I: Fixe Marktprämie mit wettbewerblicher Preisbestimmung:** Alternativ zum Basisfall wird hier in Analogie zur generellen Fallbetrachtung (siehe Abschnitt 3.1) der Umstieg auf eine fixe Marktprämie (S2) untersucht, wobei auch hier technologiespezifische Ausschreibungen der zu errichtenden Kapazitäten der wettbewerblichen Preisbestimmung dienen.
- **Alternativfall II: Grünstromzertifikatshandel:** In einer weiteren Alternativvariante wird hier der Umstieg auf ein Grünstromzertifikatshandelssystem (entspricht dem allgemeinen Fall S9 zusätzlich) zur Förderung des künftigen Ausbaus EE in Deutschlands Stromsektor untersucht. Analysiert wird hier konkret ein Zertifikatshandelssystem mit technologieübergreifender einheitlicher Förderung des Ausbaus von Windenergie (an Land und auf See) sowie der Photovoltaik (Freiflächen und Dachanlagen). Es sei des Weiteren angemerkt, dass die hiermit aufgespannten technologiespezifischen Mengengerüste für 2030 und 2050 auch als Richtwerte für die obig erwähnten Fördersysteme mit technologiespezifischer Förderung dienen.
- **Alternativfall III: ETS only – keine dezidierte EE-Förderung (nach 2020):** In Analogie zur generellen Fallbetrachtung (siehe Abschnitt 3.1) wird im Rahmen dieses Szenarios das Kappen von jeglichen dezidierten Förderanreizen für neue EE Anlagen unterstellt. Somit verbleibt alleinig das ETS aufgrund der Bepreisung von CO₂-Emissionen als Anreiz erhalten. Die erwarteten Strommarkterlöse bestimmen folglich den künftigen Ausbau von Kraftwerken auf Basis EE in Deutschland. Politisch postulierte Mengenziele für den künftigen EE-Anteil am Stromverbrauch Deutschlands erscheinen somit wirkungslos bzw. werden in diesem Fall missachtet.

4.1.3.2 Ausbauziele für EE

Im Regelfall wird bei den untersuchten Szenarien unterstellt, dass Deutschland im Einklang mit dem aktuellen Koalitionsvertrag (CDU, CSU und SPD, 2018) die Erhöhung des EE-Anteils gemessen am Bruttostromverbrauch auf 65 % bis 2030 anstrebt. Bis 2050 wird eine weitere Steigerung des Anteils heimischer EE auf mindestens 80 % unterstellt. Diese Zielvorgaben gelten für alle betrachteten Szenarien, in denen dezidierte Förderanreize für EE angenommen werden. Dies betrifft gemäß den Ausführungen zum energiepolitischen Rahmen im vorigen Abschnitt den Basisfall einer gleitenden Marktprämie, den Alternativfall I, wo ein Systemwechsel von einer gleitenden hin zu einer fixen Marktprämie untersucht wird, sowie den Alternativfall II, wo anstelle von Marktprämien die Förderung neuer EE-Stromanlagen auf Basis von handelbaren Grünstromzertifikaten erfolgt.

Der obig erwähnte Alternativfall III, ETS only, stellt hingegen einen kompletten Systembruch dar: Wie zuvor ausgeführt, wird hierin angenommen, dass künftig, also nach 2020, keinerlei dezidierte Förderinstrumente für Strom aus neuen EE-Anlagen implementiert werden. Politisch postulierte Mengenziele für den künftigen EE-Anteil am Stromverbrauch Deutschlands erscheinen somit wirkungslos bzw. werden in diesem Fall missachtet.

4.1.3.3 Der angestrebte EE-Technologiemix

Die breite Palette an untersuchten Szenarien beinhaltet Fälle, wo in Abhängigkeit vom betrachteten Förderinstrument der EE-Technologiemix in der Modellierung endogen ermittelt wird. Hierzu zählen beispielsweise gemäß Abschnitt 4.1.3.1 der Alternativfall II, in dem die Einführung eines Grünstromzertifikatshandelssystems¹³ unterstellt wird, aber ebenso der Alternativfall III, in dem der Strommarkt inkl. CO₂-Emissionshandel alleinig den künftigen EE-Ausbau regelt. In beiden Varianten erfolgt im Einklang mit der Modelllogik ein aus Kostensicht optimaler EE-Ausbau in den Jahren nach 2020.

Beeinflusst wird der hierbei resultierende Technologiemix jedoch von indirekten Anreizen für einzelne EE-Technologien. Im konkreten Szenarien-Rahmen ist hierbei der Fortbestand bzw. die Abschaffung von Eigenverbrauchsprivilegien von Relevanz, denn diese stellen einen indirekten, aber beträchtlichen Anreiz für dezentrale Photovoltaikanlagen dar. Diese Anlagen kommen aufgrund der geringen Anlagengröße im Endkundensegment bei Haushalten, aber auch bei Gewerbebetrieben zur Anwendung. Ein bestimmter Anteil des hiermit erzeugten Stroms dient der Eigenversorgung. Eigenverbrauchsprivilegien erhöhen die finanzielle Wettbewerbsfähigkeit dieser Anlagen und führen, in der hier angenommenen Höhe (also bei Fortführung bestehender Regelungen), zu einer Veränderung des Marktgefüges und des resultierenden Technologiemix.

Im Einklang mit obigen Ausführungen wird in der Szenarien-Klassifikation folglich zwischen folgenden Optionen unterschieden:

- **Politikgetriebener Technologiemix:** Diese Bezeichnung kennzeichnet einen EE-Technologiemix, der aktiv von der Politik beeinflusst wird. Konkret wird hierbei unterstellt, dass mittels (der Beibehaltung von) Eigenverbrauchsprivilegien die Wettbewerbsfähigkeit und folglich auch der Ausbau dezentraler PV-Anlagen erhöht wird. Der resultierende Technologiemix wird allerdings in der Modellierung endogen bestimmt – konkret liefert hier der Alternativfall II die Ergebnisse zum künftigen Ausbau EE – also jenes Politikscenario, in dem die Einführung eines Grünstromzertifikatshandelssystems unterstellt wird. Der im Falle einer Fortführung von Eigenverbrauchsprivilegien sich ergebende Technologiemix wird im Rahmen der Klassifizierung als *politikgetrieben* bezeichnet.

¹³ Wie nachfolgend erwähnt, dient der hierbei ermittelte EE-Technologiemix im Jahr 2030 auch als Richtwert für jene Politikscenario, in denen das Beibehalten technologiespezifischer Anreize unterstellt wird, also konkret für das Basisszenario der Fortführung eines gleitenden Marktprämien-systems mit wettbewerblicher Preisbestimmung und auch für den Alternativfall I, wo anstelle einer gleitenden eine fixe Marktprämie implementiert wird.

Von Relevanz erscheint, dass der hierbei ermittelte EE-Technologiemix im Jahr 2030 auch als Richtwert für jene Politikszenerarien dient, in denen das Beibehalten technologiespezifischer Anreize unterstellt wird, also konkret für das Basisszenario der Fortführung eines gleitenden Marktprämiensystems mit wettbewerblicher Preisbestimmung, als auch für den Alternativfall I, wo anstelle einer gleitenden eine fixe Marktprämie implementiert wird.

- **Kostenminimaler Technologiemix:** Diese Klassifikation beschreibt jenen EE-Technologiemix, der aus Systemsicht kostenoptimal erscheint und im Einklang mit EE-Zielvorgaben (d. h. ein EE-Anteil von 65 % im Jahr 2030 und rund 80 % im Jahr 2050) steht. Die zugrundeliegende Modellierung fußt hier auf der Annahme, dass Eigenverbrauchsprivilegien künftig abgeschafft werden. Es besteht hier folglich keinerlei Marktverzerrung zugunsten von dezentralen PV-Anlagen. Der resultierende Technologiemix wird analog zu oben gemäß Alternativfall II (Grünstromzertifikatshandel) in der Modellierung endogen bestimmt. Der im Falle eines Kappens von Eigenverbrauchsprivilegien sich ergebende Technologiemix wird im Rahmen der Klassifizierung als *kostenminimal* bezeichnet.
- **Marktgetriebener (kostenminimaler) Technologiemix:** Diese Klassifikation beschreibt jenen EE-Technologiemix, der aus Systemsicht kostenoptimal erscheint, jedoch in keinem Einklang mit EE-Zielvorgaben steht. Der resultierende Technologiemix ergibt sich hier aus der Modellierung zu Alternativfall III, also einer „ETS only“ Welt, in der künftig keinerlei dezidierte Anreize für neue EE-Anlagen bestehen, sondern alleinig die Erlöse am Strommarkt, beeinflusst durch den CO₂-Emissionshandel, die Wettbewerbsfähigkeit von EE-Anlagen bestimmen. Des Weiteren wird hierbei nicht zwischen jenen Fällen mit bzw. ohne Eigenverbrauchsprivilegien unterschieden. Der im Fall eines Kappens dezidierter EE-Anreize sich ergebende Technologiemix wird im Rahmen der Klassifizierung als *(strom)marktgetrieben* bezeichnet.

4.1.3.4 Eigenverbrauchsprivilegien und deren Anreizwirkung für dezentrale Photovoltaik

Derzeit besteht aufgrund vorhandener Eigenverbrauchsprivilegien im Falle von zumindest partieller Eigenerzeugung eine zusätzliche Anreizwirkung für den Ausbau dezentraler PV. Der finanzielle Anreiz fußt auf der Vermeidung von Netzentgeltkomponenten sowie steuerlicher Ersparnisse. Gemäß einer im Jahr 2017 abgeschlossenen europaweiten Erhebung, durchgeführt im Rahmen der EU-Studie Towards2030-dialogue (siehe Resch et al, 2017), resultiert im Falle einer Beibehaltung der Eigenverbrauchsprivilegien eine deutlich höhere Wirtschaftlichkeit für Strom aus dezentralen PV Anlagen im Vergleich zu jenen PV Anlagen, die nicht in den Genuss der Eigenverbrauchsprivilegien kommen.

Konkret führt dies laut der durchgeführten Abschätzung für PV Anlagen, die in den Genuss von Eigenverbrauchsprivilegien kommen, im Falle eines politikgetriebenen Ausbaus EE im Einklang mit den EE-Ausbauzielen und sonstigen Standardannahmen (mittlerer WACC, mittlere Nachfrage, etc.) im Jahr 2030 zu einer Erhöhung der Erträge für PV Strom auf mehr als das Doppelte (+119 %) im Vergleich zu jenen ohne derartige Privilegien. Ausschlaggebend für den erhöhten Anreiz ist der in Deutschland vergleichsweise hohe Anteil der energiebezogenen Netzentgelte für Kleinabnehmer auf Verteilnetzebene (ca. 82 %) bzw. ebenso der im Vergleich zu südeuropäischen Länder vergleichsweise hohe Eigenverbrauchsanteil des PV-Stroms – dieser liegt gemäß der durchgeführten Abschätzung für deutsche PV Kleinanlagen bei rund 26 %. Details zur durchgeführten Erhebung sind dem im Rahmen der EU Studie hierzu verfasstem Bericht zu entnehmen (siehe Resch et al, 2017).

4.1.3.5 Renditenerwartung der Investoren

Wie zuvor erwähnt, bedingte die allgemeine Finanz- und Wirtschaftslage im Lauf der letzten Jahre ein Absenken der Renditenerwartung seitens der Investoren, insbesondere im Falle sicherer Investitionen

aufgrund staatlicher Garantien oder entsprechender risikominimierender Begleitmaßnahmen. Im Regelfall der Modellanalyse wird eine mittlere Renditenerwartung für die Jahre nach 2020 unterstellt. Im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung wird der Einfluss einer künftig fortwährenden niedrigen Renditenerwartung auf den Finanzierungs- bzw. Förderbedarf eruiert.

Konkret wird in Szenarien mit niedriger Renditenerwartung angenommen, dass der WACC Basiswert um einen Prozentpunkt niedriger ausfällt als im Vergleich zum Regelfall – d. h. 5,5 % anstelle von 6,5 % für die Jahre nach 2020. Verknüpft mit den Annahmen zu Technologie- und instrumentenspezifischen Politikrisikofaktoren bedingt dies beispielsweise einen effektiven WACC von 3,66 % anstelle von 4,32 % für dezentrale PV Anlagen, oder 3,87 % anstelle von 4,58 % im Falle von Freiflächen-PV.

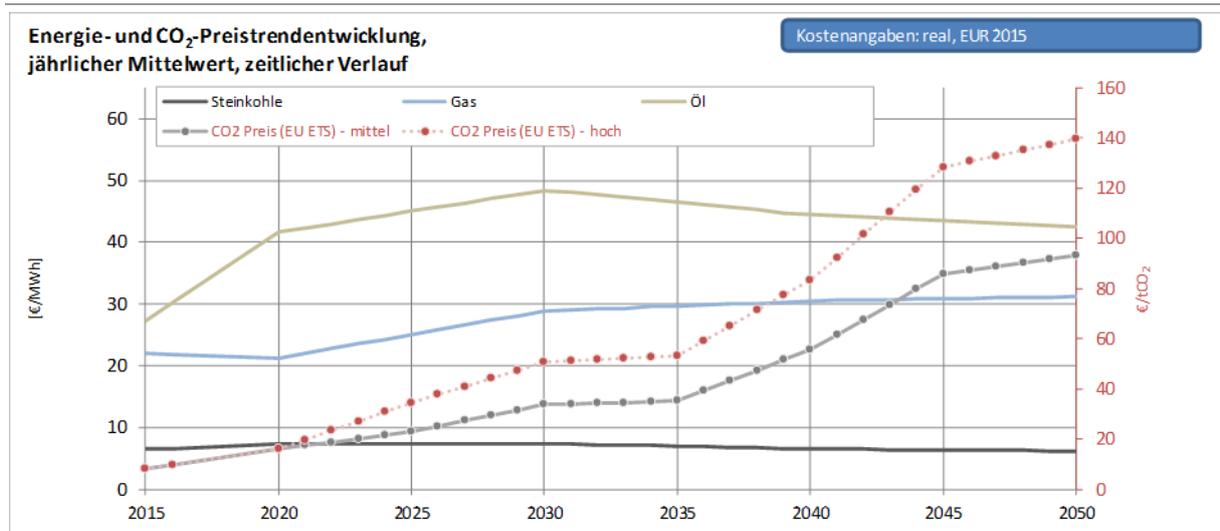
4.1.3.6 Energie- und CO₂-Preistrends

Die weltmarktgetriebenen Preise fossiler Energieträger und ebenso von CO₂-Emissionsrechten haben Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien. Es besteht naturgemäß Unsicherheit über deren künftige Entwicklung, da viele politische, wirtschaftliche und auch technische Einflussfaktoren hier preisbestimmend sind. Der Rahmen der vorliegenden Studie erlaubt hier keinerlei detaillierte Recherche – vielmehr wird hier auf Expertise zurückgegriffen, die im Rahmen dezidierter Untersuchungen von künftigen Energie- und CO₂-Preistrends generiert wurde.

Konkret dienen hier Arbeiten der Internationalen Energieagentur als Basis, im Speziellen fußen die Annahmen zu den künftigen Preisen fossiler Energieträger auf dem ambitionierten Klimaschutzszenario WEO-450 des World Energy Outlooks (IEA, 2017), welches im Einklang mit internationalen Klimaabkommen steht und wo folglich eine rasante Dekarbonisierung des Energiesektors weltweit anvisiert wird. Die Preistrends zeigen für die Jahre nach 2020 einen im Vergleich zu früheren Trendprognosen geringfügigen Anstieg der Preise für Erdöl und Erdgas am Weltmarkt, während bei Kohle ein schwacher, aber stetiger Preisrückgang prognostiziert wird.

Trendannahmen für CO₂-Emissionsrechte wurden europäischen Prognosen entnommen. Konkret entstammt das mittlere Preisszenario dem Referenzszenario der Europäischen Kommission (EK, 2016), während im verwendeten Hochpreisszenario ein Anstieg der CO₂-Preise um 50 % im Vergleich zum Referenzfall unterstellt wird. Eine Übersicht zu den angenommenen Trendentwicklungen bzgl. Energie- und CO₂-Preisen liefert Abbildung 15. Generell werden steigende Preise für CO₂-Emissionsrechte vorhergesagt, im Basisfall (mittlere Preise) steigt der CO₂-Preis auf 33,7 €/tCO₂ im Jahr 2030, und in weiterer Folge auf 93,1 €/tCO₂ im Jahr 2050. Im Hochpreisfall liegen beide Preise, wie obig erwähnt, um 50 % höher als im Basisfall in den besagten Jahren.

Abbildung 15: Preistrends für fossile Energieträger sowie CO₂ Emissionsrechte (am EU ETS) (Quelle: IEA, 2017; EK, 2016 sowie eigene Analysen)

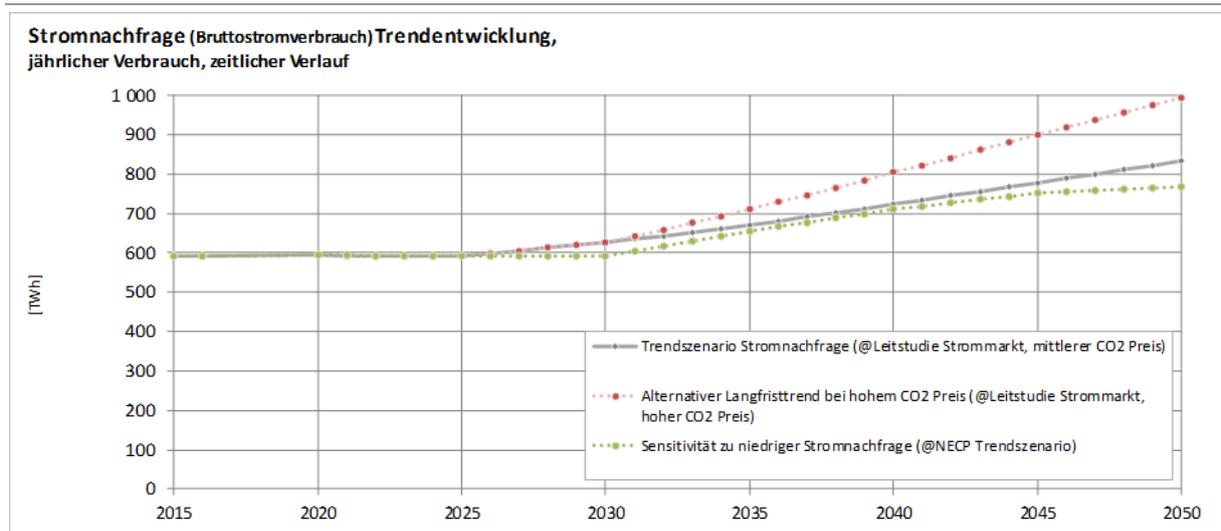


Im Allgemeinen heben hohe Preise für CO₂-Emissionsrechte im EU ETS das Preisniveau am Strommarkt und senken somit den zusätzlichen Förderbedarf. Wie im Überblicksabschnitt zu den untersuchten Szenarien erwähnt (siehe 4.1.2), wird der Einfluss dieser auf den resultierenden Förderbedarf im Rahmen der Untersuchung exemplarisch für eine EE-Förderung mittels Grünstromzertifikaten sowie für eine „ETS only“ Welt aufgezeigt, wobei beide Fälle sowohl bei Wegfall als auch bei Fortführung von Eigenverbrauchsprivilegien analysiert werden.

4.1.3.7 Stromnachfrageentwicklung

Während im Basisfall (siehe „Trendszenario Stromnachfrage“) in den Jahren nach 2025 von einer erheblich steigenden Stromnachfrage ausgegangen wird, wird im Zuge der Sensitivätsbetrachtung der Fall einer kurzfristig stagnierenden und mittelfristig nur moderat steigenden Stromnachfrage, hier ein Zeichen hoher Energieeffizienz, betrachtet (siehe „Sensitivität zu niedriger Stromnachfrage“). Des Weiteren wird für die Jahre nach 2030 eine weitere alternative Entwicklung mit analysiert – diese umfasst jene Szenarien, in denen ein hoher CO₂-Preis unterstellt wird (siehe „Alternativer Langfristtrend bei hohem CO₂ Preis“). Hier kommt es aufgrund verstärkter Sektorkopplung zu einem starken Anstieg des Strombedarfs in späteren Jahren. Der hohe CO₂-Preis verstärkt somit die aufkeimende Tendenz, eine Dekarbonisierung in jenen Segmenten des Energieverbrauchs, in denen alternative CO₂-Minderungsoptionen nur vergleichsweise kostenintensiv oder ressourcenmäßig nur schwer umgesetzt werden können (z. B. Verkehr, bestimmte industrielle Prozesse, aber auch Segmente der Wärmebereitstellung), mittels verstärkter Nutzung von Strom zu bewerkstelligen. Eine grafische Darstellung der verwendeten Szenarien zur zukünftigen Stromnachfrageentwicklung bietet Abbildung 16.

Abbildung 16: Szenarien zur Entwicklung der Bruttostromnachfrage (Quelle: BMWi, 2019 bzw. Fraunhofer ISI, 2019)



Die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Stromnachfrage wurden im Allgemeinen einem Parallelvorhaben entnommen. Konkret fußen die Annahmen zur Stromnachfrageentwicklung im Basisfall, wo bis 2025 eine weitgehende Stagnation und in späteren Jahren ein mittlerer stetiger Anstieg der Stromnachfrage unterstellt wird („Trendentwicklung Stromnachfrage“), sowie auch im Fall eines in späteren Jahren hohen Anstiegs der Nachfrage, bedingt durch hohe CO₂-Preise („Alternativer Langfristtrend bei hohem CO₂ Preis“) auf dem Analyserahmen der laufenden Studie zur Marktfähigkeit der erneuerbaren Energien im Stromsektor, einem Untervorhaben im Rahmen der Leitstudie Strom des BMWi (siehe Bernath, 2019b). Die im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung analysierte Entwicklung einer niedrigen Stromnachfrage in den Jahren bis 2030 deckt sich mit dem aktuell von Prognos erstellten Szenario für den deutschen Nationalen Energie- und Klimaplan (Prognos 2020).

4.1.3.8 Kostentrends bei erneuerbaren Energietechnologien

Tabelle 8 zeigt die unterstellte Entwicklung der spezifischen Investitionskosten der Fokustechnologien Windenergie (untergliedert nach Onshore- und Offshore-Anlagen) und Photovoltaik (inkl. dezentraler Kleinanlagen und zentraler Großanlagen (Freifläche)) für die Zeitperiode 2020 bis 2050, wie sie im Modell hinterlegt worden sind bzw. wie sie gemäß den Annahmen zur künftigen globalen Entwicklung und zu technologischem Lernen resultieren.¹⁴

¹⁴ Konkret werden die Investitionskosten hier für das (Referenz)Szenario einer gleitenden Marktprämie bei mittleren CO₂-Preisen und Eigenverbrauchsprivilegien dargestellt. Im Falle anderer untersuchter Förderinstrumente oder veränderter sonstiger Rahmenbedingungen ergeben sich hierzu geringfügige Unterschiede.

Tabelle 8: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten ausgewählter EE-Technologien (exemplarisch dargestellt für das Szenario „Gleitende Marktprämie, mittlere CO₂-Preise und Eigenverbrauchsprivilegien“) (Quelle: Green-X)

Spezifische Investitionskosten ausgewählter erneuerbarer Energietechnologien (Photovoltaik, Windenergie)				
Einheit: € je kW	2020	2030	2040	2050
PV Kleinanlagen (dezentral)	940	692	527	460
PV Grossanlagen (zentral)	812	605	464	392
Wind Onshore	1,377	1,318	1,155	1,069
Wind Offshore	2,975	2,881	2,827	2,596

An dieser Darstellung lässt sich ablesen, dass die Kostenentwicklung für Investitionen in Windenergie am Land (Onshore) in den Jahren bis 2030 ein nur minimal abflachendes Plateau erreicht hat. Konkret bewegen sich die Investitionskosten für Wind anfangs noch im Bereich von rund 1.380 €/kW und flachen auf rund 1.320 €/kW in 2030 ab. Grund hierfür ist der vermehrte Ausbau von Schwachwindanlagen in jener Zeitperiode, welche im Vergleich zu Starkwindanlagen höhere spezifische Investitionskosten aufweisen, was aber ebenso im Falle des Ersatzes von Altanlagen ein Anheben der spezifischen Erträge am selben Standort bedingt. In späteren Jahren werden weitere Kostensenkungen erwartet bzw. unterstellt. Bei Offshore-Windenergieanlagen wird ebenso ein stetiges Absinken der spezifischen Investitionskosten unterstellt, allerdings verläuft hier der angenommene Trend gleichmäßiger über alle nachfolgenden Dekaden.

Für die Photovoltaik lässt sich im Mittel aller hier zu Grunde liegenden Anlagenkategorien (d. h. große, zentrale Freiflächen-Anlagen und dezentrale PV-Kleinanlagen) ein ähnlicher Trend ablesen, der sich beispielsweise im Falle von Kleinanlagen im Bereich von 940 (2020) bis rund 690 €/kW (2030) bewegt.

4.1.3.9 Spezifika der Stromsystemmodellierung (BALMOREL)

Die Green-X/Balmorel Szenarien gehen bis zum Jahr 2020 von einer einheitlichen Entwicklung des Energiesystems auf Basis der bestehenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen aus. Entsprechend sind der konventionelle, der erneuerbare Kraftwerkspark sowie die Strompreise und Marktwerte im Jahr 2020 szenarienübergreifend identisch.

Folgende Länder wurden im Rahmen der vorliegenden Studie modelliert: Deutschland, Österreich, Schweiz, Tschechien, Frankreich, Italien und Polen.

Der Kraftwerkspark für Deutschland stammt von der Plattform Open Power System Data (https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/). Die Annahmen zur Sterbelinie der Kraftwerke und zur Entwicklung des Kraftwerksparks bis 2050 können unter https://github.com/balmorelcommunity/processing_capacities eingesehen werden. Der benötigte Zubau von flexiblen Kraftwerkskapazitäten zusätzlich zu diesem Kraftwerkspark wurde mit Balmorel modellendogen berechnet. Szenarienübergreifend betrug dieser für das Jahr 2030 35 GW und für das Jahr 2050 nochmal weitere 70 GW. Einzig für die Sensitivitäten niedriger Elektrizitätsnachfrage bzw. hoher Energieeffizienz wurde der konventionelle Kraftwerkspark im Jahr 2050 separat optimiert, um verzerrende Effekte auf den Strompreis aufgrund hoher Überkapazitäten zu vermeiden. Der benötigte Zubau verringert sich in diesen Fällen auf 30 GW zwischen 2030 und 2050.

Die Annahmen zu den Nachbarländern (Übertragungskapazitäten für Importe und Exporte, sowie Entwicklung der Nachfrage und Kraftwerkskapazitäten) sind dem Distributed Generation Szenario des TY-

NDP 2018 von ENTSO-E entnommen (<https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>). Da das Szenario nur die Entwicklung bis einschließlich 2040 abdeckt, wurde für 2050 eine lineare Fortschreibung der Entwicklung der Übertragungskapazitäten, der Nachfrage und des Kraftwerksausbaus vorgenommen.

Da im Vergleich zu den Originalberechnungen des Distributed Generation Szenarios weniger Länder simuliert wurden und dadurch die Flexibilität der Nachbarländer durch Exporte/Importe restriktiver modelliert wurde, wurden folgende flexible Kraftwerkskapazitäten hinzugefügt im Vergleich zu den Original-Kapazitäten im Distributed Generation Szenario: im Jahr 2030 5 GW in Frankreich, im Jahr 2050 10 GW in Frankreich, 14 GW in Polen und 8 GW in Tschechien.

Für die Strompreis- und Marktwertberechnung wurde dann der Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Strom- und Fernwärmenachfrage in stündlicher Auflösung modelliert. Die Ergebnisse dieser Modellläufe sind in Abschnitt 4.3 beschrieben.

Tabelle 9 bietet eine Übersicht zu den im Rahmen der Stromsystemmodellierung betrachteten Szenarien. Diese Tabelle bietet folglich den Brückenschlag zwischen der Stromsystemmodellierung mittels Balmorel und der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Analyse zur Ermittlung des EE-Ausbaus sowie des Investitions- und Förderbedarfs, unter Einsatz des Green-X Modells. Jene Green-X Szenarien mit (nahezu) identischem EE-Ausbau werden im Falle gleicher ökonomischer Rahmenbedingungen für die Stromsystemmodellierung zu einem Szenariofall zusammengefasst. Ergänzend hierzu zeigt Tabelle 10 für die im Zuge der Stromsystemmodellierung betrachteten Szenarien die getroffenen Kernannahmen. Annahmen zu ökonomischen Parametern wie Energiepreise und Stromnachfrage wurden hierbei in Abstimmung mit dem Analyserahmen der seitens Fraunhofer ISI durchgeführten Untersuchung zur Marktfähigkeit der Erneuerbaren Energien im Stromsektor – einem Parallelvorhaben im Rahmen der Leitstudie Strom des BMWi (siehe Bernath, 2019b) – gewählt.

Tabelle 9: Übersicht der im Rahmen der Stromsystemmodellierung (Balmorel) betrachteten Szenarien

Szenarienübersicht der Stromsystemmodellierung (Balmorel) und deren Charakterisierung									
			Fixe Marktprämie, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien						
			Fixe Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien						
			Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien			Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Stromnachfrage			
			Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien			Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Stromnachfrage	ETS only, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien	ETS only, hohe CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien	
		Grünstrom-Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien	Grünstrom-Zertifikatshandel, hohe CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien	Grünstrom-Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	Grünstrom-Zertifikatshandel, hohe CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	Grünstrom-Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Stromnachfrage	ETS only, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	ETS only, hohe CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	ETS only, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Stromnachfrage
Szenarienbezeichnung bei Stromsystemmodellierung:	Allgemein (einheitlich für alle Szenarien)	Kostenminimaler EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis	Kostenminimaler EE-Ausbau, hoher CO2 Preis	Politikgetriebener EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis	Politikgetriebener EE-Ausbau, hoher CO2 Preis	Politikgetriebener EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis, niedrige Nachfrage	Marktgetriebener EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis	Marktgetriebener EE-Ausbau, hoher CO2 Preis	Marktgetriebener EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis, niedrige Nachfrage

Tabelle 10 Kernannahmen der Stromsystemmodellierung für die Jahre 2020, 2030 und 2050

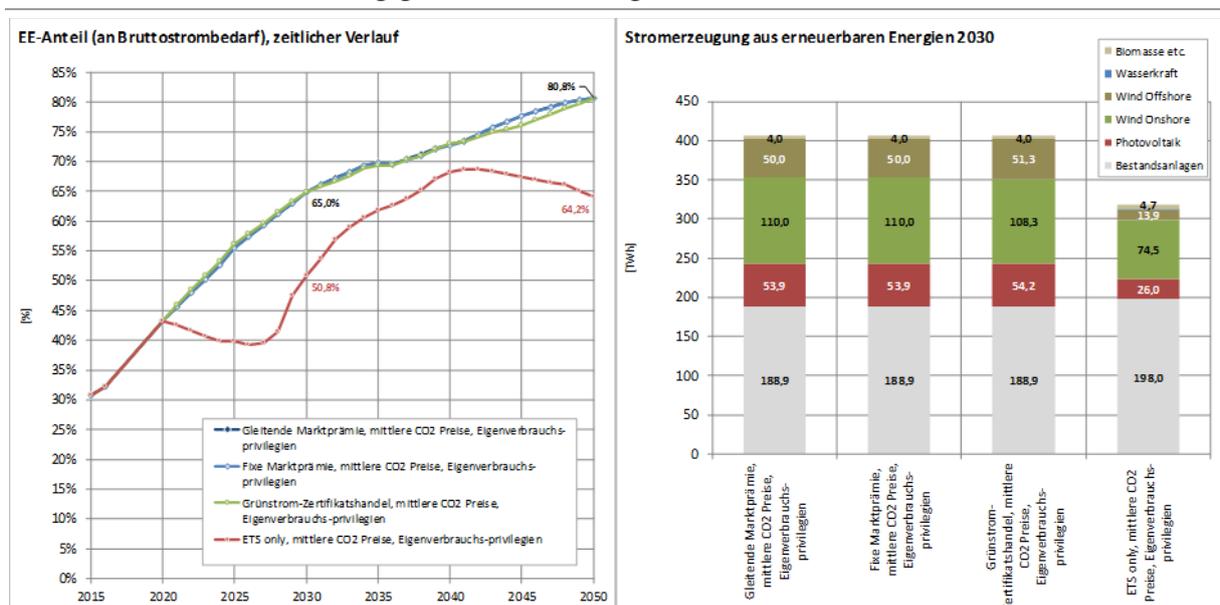
Kernannahmen der Stromsystemmodellierung (Balmorel)			Allgemein (einheitlich für alle Szenarien)	Kosten-minimaler EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis	Kosten-minimaler EE-Ausbau, hoher CO2 Preis	Politikgetriebener EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis	Politikgetriebener EE-Ausbau, hoher CO2 Preis	Politikgetriebener EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis, niedrige Nachfrage	Marktgetriebener EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis	Marktgetriebener EE-Ausbau, hoher CO2 Preis	Marktgetriebener EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis, niedrige Nachfrage	
												Jahr:
Preis-nahmen	Steinkohle	€/MWh	7,4	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	
	Öl	€/MWh	41,6	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	
	Gas	€/MWh	21,2	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	
	Braunkohle	€/MWh	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
	CO2 (Emissionsrechte im EU ETS)	€/tCO2	16	33,7	50,6	33,7	50,6	33,7	33,7	50,6	33,7	
Stromver-brauch	Bruttostromverbrauch	TWh	593,5	626,0	626,0	626,0	626,0	591,0	626,0	626,0	591,0	
	Anteil Eigenversorger	%	5,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	
	Bruttostromverbrauch öffentliches Netz	TWh	560,9	597,8	597,8	597,8	597,8	564,4	597,8	597,8	564,4	
EE Anteil		%	43%	65%	65%	65%	65%	65%	51%	53%	50%	
			Jahr:	2050								
Preis-nahmen	Steinkohle	€/MWh		6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	
	Öl	€/MWh		42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	42,4	
	Gas	€/MWh		31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	
	Braunkohle	€/MWh		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
	CO2 (Emissionsrechte im EU ETS)	€/tCO2		93,1	139,6	93,1	139,6	93,1	93,1	139,6	93,1	
Stromver-brauch	Bruttostromverbrauch	TWh		833,1	995,4	833,1	995,4	767,0	833,1	995,4	767,0	
	Anteil Eigenversorger	%		2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	
	Bruttostromverbrauch öffentliches Netz	TWh		808,6	966,2	808,6	966,2	744,8	808,6	966,2	744,8	
EE Anteil		%		81%	80%	81%	80%	81%	64%	72%	62%	

4.2 Der zukünftige Ausbau erneuerbarer Energien

In diesem Abschnitt ist der zukünftige Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, der sich in den berechneten Szenarien ergibt, dargestellt. Grundsätzlich werden zwei Szenariowelten unterschieden: In der ersten Szenariowelt werden die Mengenziele für den künftigen EE-Anteil am Stromverbrauch vorgegeben. Es wird angenommen, dass Deutschland im Einklang mit dem aktuellen Koalitionsvertrag (CDU, CSU und SPD, 2018) einen EE-Anteil von 65 % bis 2030 (gemessen am Stromverbrauch) und bis 2050 einen Anteil heimischer EE von mindestens 80 % am Bruttostromverbrauch realisiert. Dies gelingt unter Beibehaltung dezidierter Förderanreize – im Basisfall in Form einer gleitenden Marktprämie, sowie in zwei untersuchten Vergleichsfällen in Form einer fixen Marktprämie (Alternativfall I) bzw. in Form handelbarer Grünstromzertifikate (Alternativfall II), verbunden mit einer EE-Quotenverpflichtung des Stromvertriebs bzw. Stromverbrauchs. Die zweite untersuchte Szenariowelt dagegen sieht keine dezidierten Förderanreize für Strom aus neuen EE-Anlagen nach 2020 vor. Das Szenario „ETS only“ (Alternativfall III) stellt somit einen kompletten Systembruch zur derzeitigen Situation dar, die politisch postulierten Mengenziele für den künftigen EE-Anteil am Stromverbrauch in Deutschland müssen nicht zwingend erreicht werden. Dieses Szenario stellt den aus Systemsicht kostenoptimalen Technologiemix dar, wenn die Wettbewerbsfähigkeit der EE-Anlagen allein durch die Strommarkterlöse – mitbeeinflusst durch den zukünftigen CO₂-Preis – bestimmt wird.

Abbildung 17 stellt die Ergebnisse zur zukünftigen Entwicklung des EE-Anteils sowie der Stromerzeugung aus EE in Deutschland bis 2030 für diese vier Fälle gegenüber. In dem Fall, in dem die EE-Ausbaumengen mit den politischen EE-Ausbauvorgaben in Einklang stehen müssen, sieht der Verlauf des EE-Anteils nahezu identisch aus, egal ob die Förderanreize mittels gleitender oder fixer Prämie oder handelbaren Grünstromzertifikaten geschaffen werden. Bedingt durch die klare Zielvorgabe bei den Fokustechnologien Windenergie und Photovoltaik, sind Stromerzeugung sowie Technologiemix in diesen drei Szenarien ebenso nahezu gleich. Im vergleichend dargestellten Fall von „ETS only“ dagegen schwankt die EE-Entwicklung deutlich mehr und bleibt sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2050 unter dem politisch postulierten EE-Anteil von 65 % bzw. 80 %.

Abbildung 17: Verlauf des künftigen EE-Anteils am Bruttostromverbrauch (links) sowie EE-Technologiemitmix 2030 (rechts) im Szenarienvergleich (gemäß Instrumentenvergleich, d. h. in Abhängigkeit des Förderregimes) (Quelle: Green-X)

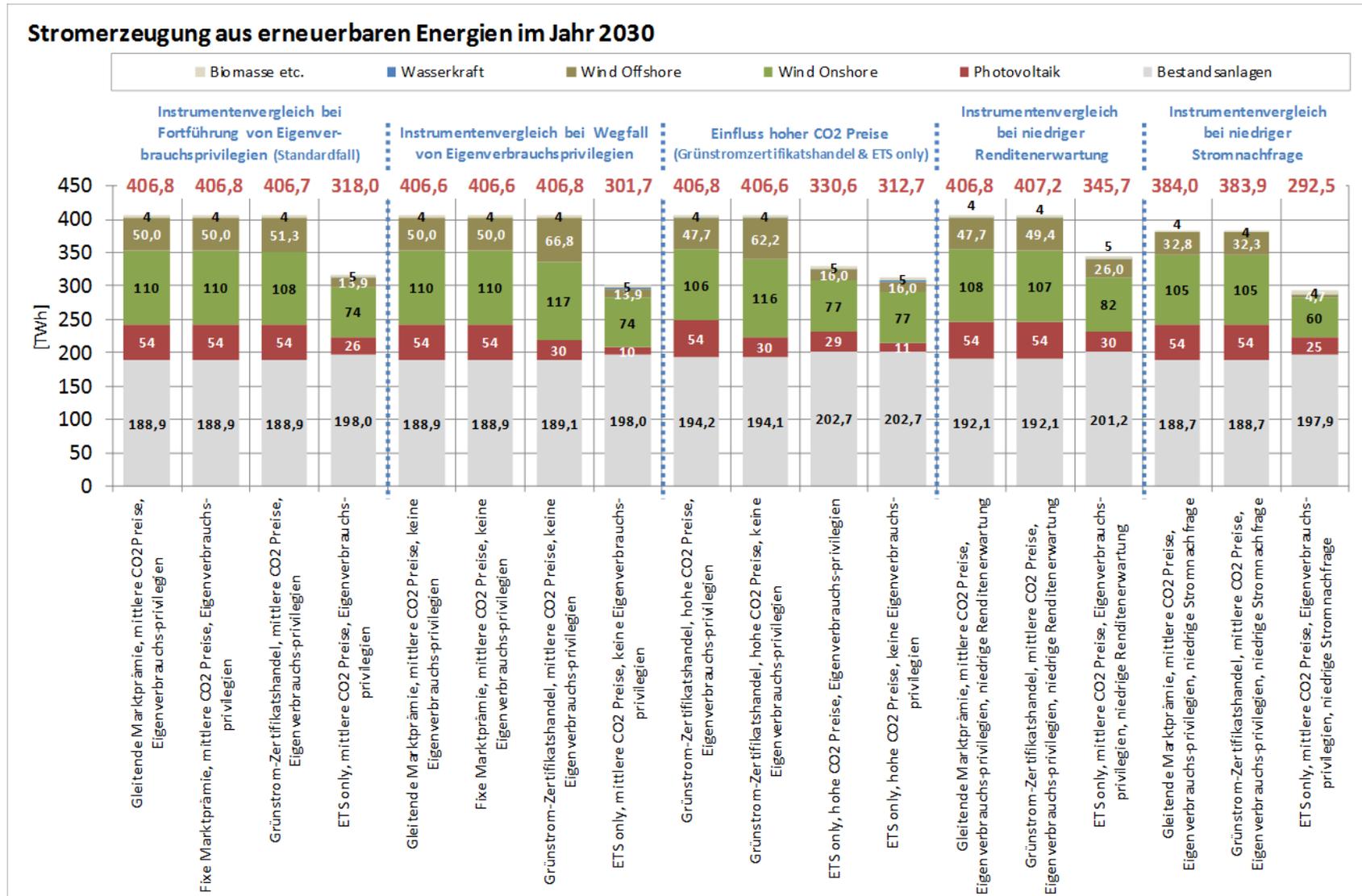


Diese vier eingangs beschriebenen grundsätzlichen Szenarien werden im Rahmen diverser Sensitivitätsbetrachtungen in letztendlich insgesamt 18 Fällen untersucht (vgl. Abbildung 18). Der aus diesen Modellierungen resultierende Technologiemitmix wird von indirekten Anreizen für die jeweiligen EE-Technologien beeinflusst. Da im Alternativfall II (Grünstromzertifikatshandelssystem) und Alternativfall III (ETS only) der EE-Technologiemitmix in Abhängigkeit des betrachteten Förderinstruments und sonstiger Rahmenbedingungen in der Modellierung endogen ermittelt wird, lassen sich anhand dieser Fälle die Auswirkungen verschiedener Ausgestaltungsmöglichkeiten der Marktbedingungen auf den Technologiemitmix gut analysieren. Der im Alternativfall II (Grünstromzertifikatshandelssystem) ermittelte EE-Technologiemitmix im Jahr 2030 dient auch als Richtwert für jene Politikszenerarien, in denen das Beibehalten technologiespezifischer Anreize unterstellt wird, also konkret für das Basisszenario der Fortführung eines gleitenden Marktprämien-systems mit wettbewerblicher Preisbestimmung, als auch für den Alternativfall I, wo anstelle einer gleitenden eine fixe Marktprämie implementiert wird.

Die Hauptaussagen, die sich aus dem Vergleich der verschiedenen Sensitivitätsbetrachtungen für das Jahr 2030 ergeben, sind im Folgenden zusammenfassend dargestellt:

- Eigenverbrauchsprivilegien erhöhen die finanzielle Wettbewerbsfähigkeit dezentraler Photovoltaikanlagen und führen, in der hier angenommenen Höhe (also bei Fortführung bestehender Regelungen), zu einer Veränderung des Marktgefüges und des resultierenden Technologiemitmix. Fallen die Eigenverbrauchsprivilegien im Grünstromzertifikatshandel weg, ergibt sich ein fast um die Hälfte reduzierter Ausbau von Photovoltaik (29,9 statt 54,2 TWh Stromerzeugung aus Photovoltaik). Gleichzeitig zeigt sich eine Verschiebung hin zu On- bzw. Offshore-Windenergie, um die EE-Zielvorgaben kostenoptimal zu erfüllen. Im Alternativfall III (ETS only) ist die Auswirkung noch deutlicher: Hier bleiben fast zwei Drittel des Photovoltaikausbaus aus (9,7 TWh statt 26,0 TWh Stromerzeugung aus Photovoltaik), was aufgrund fehlender verbindlicher EE-Zielvorgaben im gleichen Ausmaß auch zu einer Reduktion des gesamten EE-Ausbaus führt.
- Ein weiterer wichtiger Parameter für den Technologiemitmix ist der CO₂-Preis. Daher wurde für Alternativfall II (Grünstromzertifikatshandelssystem) und Alternativfall III (ETS only) eine Sensitivitätsanalyse unter Annahme eines hohen CO₂-Preises durchgeführt. Es zeigt sich, dass der Anteil der Bestandsanlagen (bis Ende 2020 errichtet) im Jahr 2030 dann etwas größer ist als bei mittlerem CO₂-Preis, da die höheren Strommarkterlöse bei hohem CO₂-Preis zu längeren Laufzeiten auch ohne dezidierte Förderanreize bei Bestandsanlagen führen. Dies dämpft im gleichen, letztlich aber geringen Ausmaß den Ausbau an On- und Offshore-Windenergieanlagen. Im Alternativfall III (ETS only) führt der höhere CO₂-Preis zu einem deutlich höheren EE-Ausbau, da in diesem Szenario dieser den Hauptanreiz für die Wettbewerbsfähigkeit der EE-Anlagen darstellt. Die EE-Stromerzeugung beträgt in diesem Fall bei hohem CO₂-Preis 330,6 TWh statt 318,0 TWh (bei mittlerem CO₂-Preis) mit Eigenverbrauchsprivilegien, bzw. 312,7 TWh statt 301,7 TWh ohne Eigenverbrauchsprivilegien.
- Auch bei niedrigerer Renditenerwartung ergibt sich ein erhöhter Anteil von Bestandsanlagen, was einen geringeren Zubau für die Zielerreichung im Basisfall (gleitende Marktprämie) und Alternativfall II (Grünstromzertifikatshandel) nötig macht. Im Alternativfall III ohne dezidierte Förderanreize (ETS only) ist ein besonders großer Effekt zu beobachten, da hier die Wirtschaftlichkeit der EE-Anlagen deutlich erhöht wird und es so zu einem verstärkten Ausbau aller EE-Technologien kommt (345,7 TWh statt 318,0 TWh EE-Stromproduktion).
- Im untersuchten Fall von niedriger Stromnachfrage bleibt folgerichtig auch der EE-Ausbau auf einem niedrigeren Niveau. Gleichzeitig sinkt auch der durchschnittliche Strompreis, was für die EE-Technologien in Alternativfall III (ETS only) zu einem geringeren Ausbau führt (292,5 TWh statt 318,0 TWh EE-Stromerzeugung). Außerdem ist der Anlagenbestand in allen Fällen geringfügig dezimiert als bei höherer Stromnachfrage, da Altanlagen nach Ende ihrer Förderunterstützung als Folge der niedrigeren Strommarkterlöse tendenziell früher aus dem Betrieb gehen bzw. durch Neuanlagen ersetzt werden.

Abbildung 18: Technologiespezifische Stromerzeugung aus EE im Jahr 2030 im umfassenden Szenarienvergleich (Quelle: Green-X)



4.3 Strompreise und Marktwerte

Für die Green-X Modellierung des Ausbaus erneuerbarer Energien und des Finanzierungsbedarfs stellen Strompreise und Marktwerte der EE-Technologien aus der Balmorel Optimierung entscheidende Input-Parameter dar.

In diesem Abschnitt werden daher die Strompreise und Marktwerte für verschiedene EE-Portfolios und für die Sensitivitäten hoher CO₂-Preise und hoher Energieeffizienz bzw. geringer Stromnachfrage bis 2050 tabellarisch dargestellt und qualitativ beleuchtet. Dabei sei noch einmal darauf verwiesen, dass sich die Modellierungsergebnisse aus dem Wechselspiel zwischen Balmorel und Green-X ergeben. Der EE-Kraftwerkspark wird mittels Green-X simuliert und geht dann als Eingangsdatensatz in die Balmorel Strommarktoptimierung ein. Die mittels dieser berechneten Strompreise und EE-Marktwerte dienen dann wiederum als exogene Parameter der Green-X Simulation. Die hier dargestellten finalen Werte sind Resultat exakt dieses Konvergenzprozesses.

Tabelle 11 stellt die berechneten Strompreise und Marktwerte für das Jahr 2020 dar. Für alle Szenarien sind diese entsprechend den in Abschnitt 4.1 beschriebenen Annahmen identisch. Die Strompreise liegen im Jahresdurchschnitt bei 35,4 €/MWh und die Marktwerte der erneuerbaren Energien bei etwa 100 %.

Tabelle 11 zeigt nun die Balmorel Modellierungsergebnisse in Abhängigkeit verschiedener von Green-X vergebener EE-Portfolios für die Jahre 2030 und 2050. Folgende Trendentwicklungen lassen sich ermitteln:

Szenarienübergreifend nehmen die Marktwertfaktoren der erneuerbaren Energien mit steigendem Anteil an der Gesamtstromerzeugung stetig ab. Insbesondere bei der Photovoltaik kommt der Gleichzeitigkeitseffekt bzw. die Selbstkannibalisierung stark zum Tragen und ihr Marktwertfaktor reduziert sich in allen Szenarien um mindestens 20 Prozentpunkte zwischen 2030 und 2050. Offshore Windkraft aufgrund der hohen Volllaststunden sowie die Biomasse aufgrund ihrer Grundlastfähigkeit widersetzen sich diesem Trend und weisen einen perspektivisch konstanten Marktwert auf.

Bedingt durch die Annahme steigender CO₂-Emissionszertifikatspreise ist in allen Szenarien, bei denen eine konkrete Zielvorgabe bezüglich des EE-Anteils erfüllt sein muss, mit einem künftig stetigen, aber moderaten Anstieg des Strompreises zu rechnen. Dies gilt ebenso für die Sensitivität hoher Energieeffizienz, bei der die Stromnachfrage zwischen 2030 und 2050 ein geringeres Wachstum aufweist als bei den anderen betrachteten Fällen.

Wenn jedoch der europäische Emissionshandel als alleiniges Förderinstrument nach 2020 zur Anwendung kommt und entsprechend das 65 %-Ziel im Jahr 2030 in Deutschland nicht erreicht würde, ist im Vergleich zu 2020 ein drastischer Anstieg des durchschnittlichen Strompreises um bis zu 51 €/MWh im Falle hoher CO₂-Preise zu erwarten. Der Merit-Order Effekt durch die erneuerbaren Energieträger führt dann zwar post 2030 zu einer Verringerung der Preise, ohne aber die Preise jener Szenarien, bei denen Zielerreichung unterstellt wird, unterschreiten zu können.

Das Sensitivitätsszenario niedriger Stromnachfrage führt aufgrund der Verringerung des Absolutwerts der residualen Last zu geringeren Strompreisen. Jedoch bleiben die Einsparungen vergleichsweise gering, analog zur ebenso geringfügigen Nachfrageänderung.

Unter der Annahme der Zielerreichung 2030 hat die Wahl des EE-Portfolios nahezu keinen Einfluss auf den durchschnittlichen Strompreis: Die residuale Last, die vom konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden muss, bleibt – bei gleichbleibenden Biomasse-Anteilen – identisch.

Jedoch kann eine starke Variation der Marktwertfaktoren von Photovoltaik beobachtet werden, je nachdem ob dezidierte Anreize für den Ausbau dezentraler Photovoltaik in Form von Eigenverbrauchsprivilegien bestehen. In diesem Falle erhöht sich die durch Photovoltaik erzeugte Energiemenge erheblich,

während die der Windkraft zurückgeht. Entsprechend sinkt der Marktwertfaktor von PV im Jahr 2030 von 94 % auf 81 %, während der der Windkraft von 80 % auf 84 % steigt.

Die modellierungsbedingt leicht unterschiedlichen EE-Anteile an der Gesamtstromerzeugung im Jahr 2050 bei den verschiedenen Szenarien wirken sich bemerkbar auf die durchschnittlichen Strompreise aus, sind jedoch primär als Modellartefakt zu deuten.

Tabelle 11: Übersicht zu Strompreisen und Marktwerten in Deutschland in den Jahren 2020, 2030 und 2050 gemäß der im Zuge der Stromsystemmodellierung untersuchten Szenarien (Quelle: Balmorel)

Szenarienübersicht zu Markterlösen für EE-Technologien (gemäß Stromsystemmodellierung)	Szenarienbezeichnung bei Stromsystemmodellierung:	Allgemein (Ausgangslage im Jahr 2020 - einheitlich für alle Szenarien)	Kostenminimaler EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis	Kostenminimaler EE-Ausbau, hoher CO2 Preis	Politikgetriebener EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis	Politikgetriebener EE-Ausbau, hoher CO2 Preis	Politikgetriebener EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis, niedrige Nachfrage	Marktgetriebener EE-Ausbau, mittlerer CO2 Preis	Marktgetriebener EE-Ausbau, hoher CO2 Preis	Marktgetriebener EE-Ausbau, hoher CO2 Preis, niedrige Nachfrage							
	EE-Förderinstrumente / EE-Portfolio:		Grünstromzertifikatshandel, keine Eigenverbrauchsprivil. für dezentrale PV	Gleitende, fixe Marktprämie und Grünstromzertifikatshandel mit Eigenverbrauchsprivilegien für dezentrale PV				ETS only mit/ohne Eigenverbrauchsprivilegien für dezentrale PV									
	CO2 Preistrend		Mittel	Hoch	Mittel	Hoch	Mittel	Mittel	Hoch	Mittel							
	Stromnachfragetrend		Mittel	2030: Mittel 2050: Hoch	Mittel	2030: Mittel 2050: Hoch	Niedrig	Mittel	2030: Mittel 2050: Hoch	Niedrig							
Markterlöse für EE Technologien - d.h. Marktwerte absolut [€/MWh] und relativ [% , gemessen am Durchschnitt]																	
<u>2020</u> - Allgemein (einheitlich für alle Szenarien)	Strompreis (Großhandel)	35,4	100%														
	Photovoltaik	34,3	97%														
	Wind Onshore	34,3	97%														
	Wind Offshore	35,0	99%														
<u>2030</u>	Strompreis (Großhandel)	61,4	100%	70,3	100%	61,7	100%	70,7	100%	60,6	100%	82,7	100%	86,8	100%	77,3	100%
	Photovoltaik	57,8	94%	66,9	95%	49,7	81%	58,7	83%	49,8	82%	78,1	94%	81,1	93%	72,5	94%
	Wind Onshore	49,4	80%	58,6	83%	51,8	84%	61,2	87%	51,4	85%	78,0	94%	80,7	93%	72,0	93%
	Wind Offshore	55,8	91%	64,7	92%	58,0	94%	67,2	95%	57,3	95%	80,9	98%	84,4	97%	75,2	97%
<u>2050</u>	Strompreis (Großhandel)	69,6	100%	77,5	100%	65,2	100%	75,0	100%	64,5	100%	70,6	100%	78,8	100%	70,1	100%
	Photovoltaik	50,7	73%	48,6	63%	37,7	58%	41,0	55%	38,0	59%	43,6	62%	45,3	57%	44,0	63%
	Wind Onshore	45,5	65%	48,4	62%	43,8	67%	47,7	64%	43,8	68%	49,4	70%	51,3	65%	49,6	71%
	Wind Offshore	62,9	90%	76,7	99%	61,8	95%	76,3	102%	60,4	94%	65,0	92%	77,5	98%	64,0	91%

4.4 Der künftige Förderbedarf für erneuerbare Energien

Nachfolgend werden, gemäß dem Fokus dieser Untersuchung, die Ergebnisse der modellbasierten Analyse des Förderbedarfs für EE in Deutschland im Einklang mit den unterstellten energiepolitischen Rahmenbedingungen vorgestellt. Ein Vergleich des Förderbedarfs in Abhängigkeit der unterstellten Förderpolitik, konkret der zugrundeliegenden Förderinstrumente, bildet hierbei das Herzstück der Analyse.

Sensitivitätsanalysen zeigen den Effekt wesentlicher Einflussparameter auf den resultierenden Förderbedarf. Dies umfasst die Untersuchung des Einflusses von Eigenverbrauchsprivilegien für dezentrale Erzeuger, wie derzeit etwa für PV-Kleinanlagen gewährt, des CO₂-Preises im europäischen Emissionshandelssystem und in dessen Folgewirkung die Veränderung der Strommarkterlöse, der Renditenerwartung seitens der EE-Investoren und der Entwicklung der Stromnachfrage.

4.4.1 Instrumentenvergleich – der Förderbedarf in Abhängigkeit des Förderregimes

4.4.1.1 Definition der untersuchten Szenarien

Die im Rahmen dieses Abschnitts untersuchten Szenarien werden eingangs hinsichtlich der unterstellten Charakteristika in Tabelle 12 vorgestellt. Wie aus dieser Übersicht ersichtlich, fußen alle Szenarien mit Ausnahme des zur Förderung des EE-Ausbaus angenommenen Instruments auf einem großenteils identischen Annahmen-Gerüst. Ausnahmen bestehen hierbei für den Alternativfall III, ETS only, neben dem gewählten Förderinstrument beim EE-Ausbauziel und beim zur Erreichung dessen unterstellten EE-Technologiemix: Wie im Abschnitt zu den getroffenen Annahmen im Detail beschrieben (siehe Abschnitt 4.1.3), wird im konkreten Szenario angenommen, dass künftig, also nach 2020, keinerlei dezidierten Förderinstrumente für Strom aus neuen EE-Anlagen implementiert werden. Politisch postulierte Mengenziele für den künftigen EE-Anteil am Stromverbrauch Deutschlands erscheinen somit wirkungslos bzw. werden in diesem Fall missachtet. Es resultiert hier auch ein rein als marktgetrieben bezeichneter EE-Technologiemix. Bei allen anderen hier betrachteten Szenarien hingegen werden die EE-Ausbauziele für 2030 (65 % EE-Anteil) und 2050 (>80 % EE-Anteil) erfüllt, der Technologiemix ist in jenen Fällen im Jahr 2030 nahezu identisch und wird als politikgetrieben bezeichnet.

Identische Annahmen bestehen ausnahmslos für alle hier betrachteten Szenarien hinsichtlich des Fortbestands von Eigenverbrauchsprivilegien, was Anreize für dezentrale PV bedeutet, sowie auch hinsichtlich der Renditenerwartung, des CO₂-Preistrends und der Entwicklung der Stromnachfrage – in allen Fällen werden die Standardannahmen unterstellt, welche als „mittel“ bezeichnet werden.

Tabelle 12: Definition der Kernszenarien (hinsichtlich des Vergleichs der Förderinstrumente)

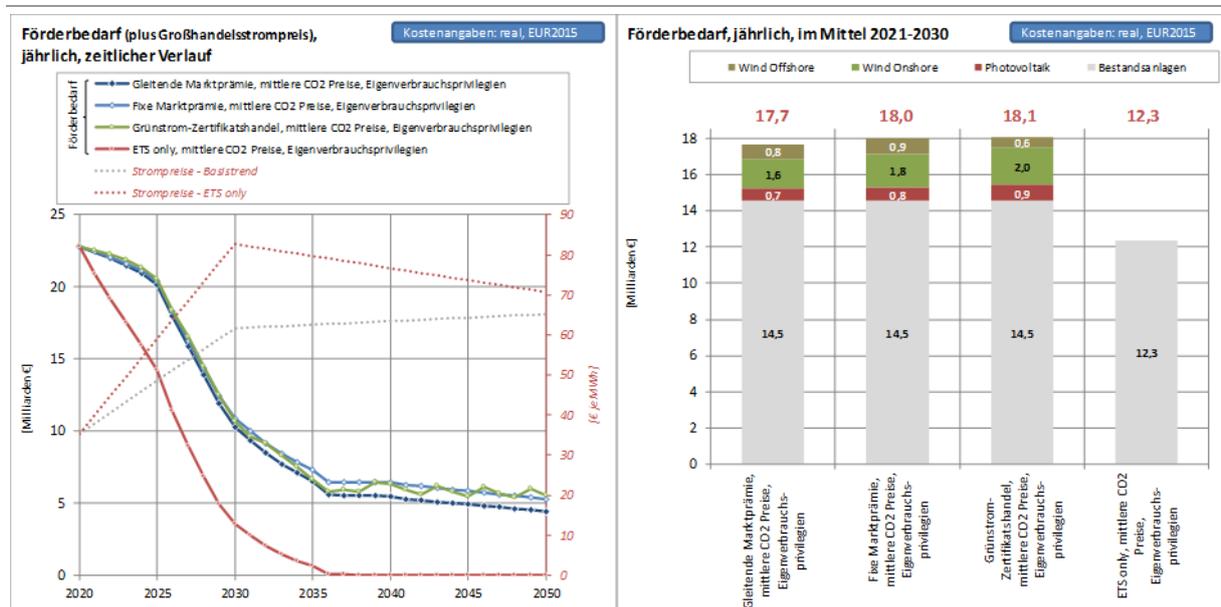
<i>Themenblock:</i>	Instrumentenvergleich (bei Fortführung von Eigenverbrauchsprivilegien)			
	Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	Fixe Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	Grünstrom-Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	ETS only, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien
<i>Szenario:</i>				
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)	Gleitende Marktprämie (S1)	Fixe Marktprämie (S2)	Grünstrom-Zertifikatshandel (S9 zusätzlich)	ETS only (vollständige Marktintegration) (S8*)
Förderdauer	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	-
EE Ausbauziel 2030	65%	65%	65%	offen
EE Technologiemix	politikgetrieben	politikgetrieben	politikgetrieben	marktgetrieben
Eigenverbrauchsprivilegien	Ja	Ja	Ja	Ja
Renditenerwartung der Investoren	mittel	mittel	mittel	mittel
CO2 Preistrend	mittel	mittel	mittel	mittel
Stromnachfragetrend	mittel	mittel	mittel	mittel

4.4.1.2 Ergebnisbetrachtung mit Fokus auf den künftigen Förderbedarf erneuerbarer Energien

Nachfolgend wird ein Blick auf den aus Konsumentensicht relevanten **Erneuerbaren-Förderbedarf** geworfen. Hierbei werden alle analysierten Kernszenarien vergleichend betrachtet, also inklusive der Variation der Annahmen zur Wahl und Ausgestaltung des künftigen, nach 2020 für den EE-Ausbau relevanten Förderinstruments. Der dargestellte Nettoförderbedarf zeigt den aus Konsumentensicht relevanten Unterstützungsbedarf für Erneuerbare-Anlagen, also z. B. bei der im Basisszenario betrachteten Förderung mittels gleitender Marktprämien die Differenz zwischen dem (wettbewerblich bestimmten) anzulegendem Preis und dem Marktwert des eingespeisten Stroms. Es sei angemerkt, dass hierbei der Marktwert von Erneuerbaren-Strom die Erlössituation am Großhandelsstrommarkt widerspiegelt. Folglich ist hier die klare Abhängigkeit von der generellen Strompreisentwicklung gegeben.

Abbildung 19 (links) veranschaulicht hierzu die erwartete zeitliche Entwicklung des (Netto-) Förderbedarfs, also der erforderlichen gesamten Unterstützungsvolumina für EE-Anlagen im Zeitraum bis 2050. Alle Szenarien zeigen einen starken Rückgang des Förderbedarfs im Vergleich zum Status quo bzw. zu den erwarteten Unterstützungsvolumina im Jahr 2020. Dies ist trotz steigender EE-Volumina unter anderem eine Folge des unterstellten Anstiegs der Strompreise am Großhandelsmarkt – wie ebenfalls in Abbildung 19 (links) skizziert – und der hieraus für EE-Erzeuger generierten Erlöse. Verantwortlich für den rapiden Rückgang der erforderlichen Unterstützungsvolumina ist aber vor allem das Auslaufen von Förderungen für bereits bestehende EE-Anlagen, konkret erfasst im Rahmen der Modellierung für jene Anlagen, die bis 2020 errichtet werden. Eine derartige Aufschlüsselung nach Altersstruktur und im Falle von (nach 2020 errichteten) Neuanlagen nach Technologie bietet Abbildung 19 (rechts). Hierin wird komplementär zur Angabe des zeitlichen Verlaufs der EE-Fördervolumina der im Mittel der kommenden Dekade (2021 bis 2030) erwartete jährliche Förderbedarf dargestellt.

Abbildung 19: Der resultierende Förderbedarf in Abhängigkeit des Förderregimes (für EE-Neuanlagen) – gesamt, im zeitlichen Verlauf bis 2050 (links) bzw. aufgeschlüsselt nach Technologien und Errichtung im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 (rechts) (Quelle: Green-X)



Ergänzend zu den grafischen Darstellungen bietet Tabelle 13 eine Auflistung zentraler Ergebnisse der Kernszenarien und des auf Basis derer durchgeführten Instrumentenvergleichs. In tabellarischer Form werden hier nebst Förderbedarf auch Ergebnisse bzw. Annahmen zur Stromnachfrageentwicklung sowie zum künftigen EE-Anteil und hierbei zugrundeliegenden Technologiemix für EE-Strom mit Fokus auf das Jahr 2030 angegeben.

Tabelle 13: Zentrale Ergebnisse der Kernszenarien des Vergleichs der künftig für den EE-Ausbau relevanten Förderinstrumente

Themenblock: <i>ALLE KOSTENANGABEN in EUR2015!</i> <u>Szenario:</u>		Instrumentenvergleich (bei Fortführung von Eigenverbrauchsprivilegien)			
		Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	Fixe Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	Grünstrom-Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	ETS only, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien
Kernannahmen	Einheit				
Stromnachfrage (Gesamtstromverbrauch) 2030	GWh	625 983	625 983	625 983	625 983
Strompreis (Großhandel) 2030	€/MWh	61,7	61,7	61,7	82,7
Stromerzeugung 2030					
EE Anteil an Stromnachfrage					
EE-Anteil Gesamtbestand	%	65,0%	65,0%	65,0%	50,8%
EE-Anteil Neuanlagen (nach 2020)	%	34,8%	34,8%	34,8%	19,2%
Gesamtbilanz					
Wasserkraft	GWh	23 305	23 305	23 305	24 183
Photovoltaik	GWh	104 879	104 879	105 192	77 375
Wind Onshore	GWh	178 392	178 392	176 743	143 253
Wind Offshore	GWh	71 195	71 195	72 477	35 174
Andere EE	GWh	28 987	28 987	28 987	38 028
Gesamt (EE gesamt)	GWh	406 757	406 757	406 703	318 013
Details zu Photovoltaik:					
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	GWh	54 883	54 883	54 883	35 057
Dezentrale PV	GWh	49 996	49 996	50 309	42 318
Neuanlagen (Errichtung nach 2020)					
Wasserkraft	GWh	0	0	0	878
Photovoltaik	GWh	53 894	53 894	54 206	26 034
Wind Onshore	GWh	109 953	109 953	108 305	74 461
Wind Offshore	GWh	49 989	49 989	51 271	13 928
Andere EE	GWh	3 986	3 986	3 986	4 671
Gesamt (EE gesamt)	GWh	217 822	217 822	217 768	119 972
Förderbedarf, jährlich, im Mittel 2021-2030					
Gesamtbilanz					
Wasserkraft	Mio.€	122	122	122	71
Photovoltaik	Mio.€	7 657	7 732	7 854	6 306
Wind Onshore	Mio.€	4 077	4 248	4 507	1 517
Wind Offshore	Mio.€	2 900	2 976	2 690	1 826
Andere EE	Mio.€	2 925	2 925	2 925	2 625
Gesamt (EE gesamt)	Mio.€	17 681	18 004	18 099	12 345
Details zu Photovoltaik:					
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	Mio.€	4 026	4 057	4 023	3 219
Dezentrale PV	Mio.€	3 631	3 675	3 831	3 087
Neuanlagen (Errichtung nach 2020)					
Wasserkraft	Mio.€	0	0	0	0
Photovoltaik	Mio.€	708	782	905	0
Wind Onshore	Mio.€	1 617	1 789	2 048	0
Wind Offshore	Mio.€	819	895	609	0
Andere EE	Mio.€	0	0	0	0
Gesamt (EE gesamt)	Mio.€	3 144	3 467	3 562	0
Details zu Photovoltaik:					
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	Mio.€	468	499	465	0
Dezentrale PV	Mio.€	240	283	439	0

Ein erstes Indiz für das Ausmaß der künftig erforderlichen Fördervolumina, die dem Anlagenbestand – konkret den bis inkl. 2020 errichteten und gemäß historisch etablierten bzw. derzeit bestehenden Förderregelungen unterstützten EE-Anlagen – zu Gute kommen, offenbart in Abbildung 19 (links) das Szenario „ETS only“. In diesem Szenario wird ein Auslaufen jeglicher Förderungen für neue EE-Anlagen nach 2020 unterstellt. Der skizzierte Förderbedarf umfasst folglich lediglich jene Flüsse an Fördergeldern, die dem Anlagenbestand aus Sicht des Jahres 2020 zugerechnet werden. Der Anteil der Förderungen für EE-Bestandsanlagen ist jedoch in allen anderen betrachteten Szenarien um rund 18 % höher (siehe Abbildung 19 (rechts)), da hier im Vergleich zu „ETS only“ aufgrund der höheren EE-Volumina im Mittel der kommenden Dekade (2021 bis 2030) um rund 25 % niedrigere Preise an der Strombörse gemäß der durchgeführten Strommarktmodellierung erwartet werden. Man vergleiche hierzu auch den in Abbildung 19 (links) skizzierten Trendverlauf der Großhandelsstrompreise.

Ein Instrumentenvergleich auf Basis der Ergebnisse zum Förderbedarf liefert folgende Erkenntnisse:

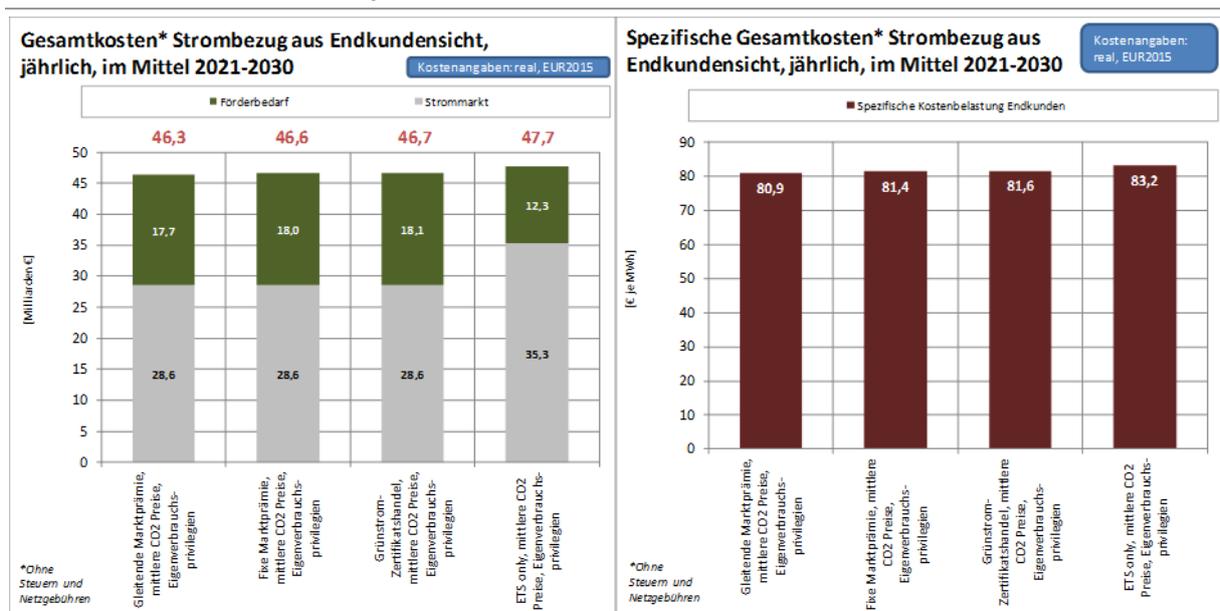
- Der niedrigste EE-Förderbedarf resultiert erwartungsgemäß im Szenario „ETS only“, da hierin ein Auslaufen jeglicher Förderungen für neue EE-Anlagen nach 2020 unterstellt wird. Im Mittel der kommenden Dekade (2021 bis 2030) beträgt der jährliche Förderbedarf 12,3 Mrd. € (vgl. Abbildung 19 (rechts)). Betrachtet man den zeitlichen Verlauf, so ist ein rapides Absinken des Förderbedarfs in den Jahren nach 2020 zu beobachten und gänzliches Auslaufen der monetären Unterstützungen für EE-Bestandsanlagen kurz nach 2035 zu erwarten. Es sei jedoch angemerkt, dass in diesem Szenario auch ein deutlich geringerer EE-Ausbau im Jahr 2030 und auch danach gemäß den Modellierungsergebnissen resultieren würde – so beträgt der gesamte EE-Anteil am Strombedarf beispielsweise lediglich 50,8 % im Jahr 2030, während bei aktiver EE-Förderung das angestrebte Ausbauziel (EE-Anteil von 65 %) erreicht werden kann (vgl. hierzu die Ausführungen in Abschnitt 4.2).
- Auf den ersten Blick sind nur geringe Unterschiede hinsichtlich des Förderbedarfs im Trendverlauf als auch im Mittel der kommenden Dekade bei den Szenarien zu beobachten, wo aktive EE-Förderung auch nach 2020 unterstellt wurde. Dies ist bedingt durch die Dominanz der Fördervolumina für EE-Bestandsanlagen (mit Errichtung bis 2020 gemäß bestehendem Förderschema) beim Gesamtbedarf. Bestandsanlagen zeichnen sich beispielsweise im Basisfall einer Beibehaltung dezidierter Förderanreize mittels einer gleitenden Marktprämie (mit wettbewerblicher Preisbestimmung) für 82 % des gesamten mittleren jährlichen Förderbedarfs im Zeitraum 2021 bis 2030 verantwortlich. Die Restmenge, im Basisfall also 18 % des Gesamtbedarfs, kommt somit künftig (nach 2020) neu zu errichtenden EE-Anlagen im Stromsektor zu Gute. Vergleicht man folglich in Abbildung 19 (rechts) lediglich den Förderbedarf, der Neuanlagen gewidmet ist, so werden die Unterschiede zwischen den untersuchten Förderinstrumenten deutlicher:
 - Am kostengünstigen unter den untersuchten Instrumenten erscheint die Beibehaltung bestehender Förderanreize, also die Förderung mittels gleitender Marktprämien, verknüpft mit Ausschreibungen zur Mengengrenzung und Preisfestlegung. Im Mittel der kommenden Dekade (2021 bis 2030) beträgt der jährliche Förderbedarf für EE-Neuanlagen rund 3,1 Mrd. € in jenem Szenario, wobei analog zum Ausbau der Löwenanteil auf Wind am Land (onshore) entfallen würde.
 - Ein rund 10 % höherer Förderbedarf für EE-Neuanlagen ist im Falle der Einführung einer fixen anstelle der gleitenden Marktprämie aufgrund der höheren Risikoaufschläge zu erwarten (Alternativfall I), Technologieanteile bleiben aber in etwa gleich zum Basisfall.
 - Ein rund 13 % höherer Förderbedarf als im Basisfall wäre bei Umstieg auf ein technologieneutrales Förderregime auf Basis handelbarer Grünstromzertifikate (Alternativfall II) zu erwarten. Im Mittel der kommenden Dekade müssten demgemäß jährlich ca. 3,6 Mrd. € anstelle der besagten 3,1 Mrd. € gemäß Basisfall ausbezahlt werden. Hauptverantwortlich ist hier die einheitliche Preisgestaltung am Zertifikatshandelsmarkt, was höhere Renditen für Betreiber vergleichsweise kostengünstiger EE-Anlagen impliziert – man vergleiche hier beispielsweise die höheren Aufwendungen für Windenergie an Land (onshore) trotz nahezu identischer EE-Erzeugungsmengen. Gestiegene

Risikoaufschläge seitens der Investoren aufgrund größerer Erlösunsicherheit tragen hierzu jedoch ebenso bei.

Der obig durchgeführte Instrumentenvergleich des EE-Förderbedarfs liefert zentrale Erkenntnisse zu den erforderlichen Unterstützungsvolumina bzw. den Zahlungen von den Stromverbrauchern zu den EE-Stromerzeugern. Hiermit zeigt sich jedoch noch keineswegs das Gesamtbild hinsichtlich der Kostenbelastung der Stromkunden.

Ein Versuch einer Komplettbewertung der Auswirkungen auf die energiebezogenen Ausgaben der Endkunden, welche in direkter Form von der Wahl des künftigen EE-Förderregimes beeinflusst werden, wird nachfolgend vorgestellt. Hierzu wird in dem Kostenvergleich die Veränderung der Großhandelspreise am Strommarkt berücksichtigt. Konkret zeigt Abbildung 20 die „Gesamtkosten“¹⁵ des Strombezugs aus Endkundensicht in Abhängigkeit des Förderregimes – in absoluter Höhe, aufgeschlüsselt nach Kategorie im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 (links) bzw. in spezifischer Form (je MWh) (rechts).

Abbildung 20: Die Gesamtkosten (ohne Steuern und Netzgebühren) des Strombezugs aus Endkundensicht in Abhängigkeit des Förderregimes – in absoluter Höhe, aufgeschlüsselt nach Kategorie im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 (links) bzw. in spezifischer Form (je MWh) (rechts) (Quelle: Green-X)



Die zentralen Ergebnisse werden nachfolgend aufgelistet:

- Dieser umfassende Vergleich beeinflusst im Wesentlichen das Ranking des Szenarios „ETS only“ (Alternativfall III). Berücksichtigt man die Veränderung des Strompreisgefüges mit, was im besagten Fall zu einer deutlichen Erhöhung der kundenseitigen Kostenbelastung führt, so verschiebt sich die relative Reihung: „ETS only“ erscheint nun als aus Endkundensicht teuerste Variante (+2,9 % im Vergleich zum Basisfall), während die Reihung der anderen betrachteten Instrumente unbeeinflusst bleibt. Grund hierfür ist die deutliche Erhöhung der Großhandelsstrompreise im Szenario „ETS only“ im Szenarienvergleich, bedingt durch den geringeren Anteil geförderten EE-Stroms, der zu vergleichsweise niedrigen Preisen, welche die Grenzkosten der EE-Anlagen widerspiegeln, angeboten werden kann.
- Als kostengünstigste Variante erscheint somit der Basisfall, also die Beibehaltung eines System technologiespezifischer gleitender Marktprämien, welche mittels Ausschreibungen vergeben werden. Die

¹⁵ Es sei angemerkt, dass der Begriff „Gesamtkosten“ lediglich die Preisentwicklung am Großhandelsstrommarkt und den Förderbedarf berücksichtigt. In dieser Betrachtung werden folglich andere Kostenkomponenten wie etwa Netzentgelte und Steuern nicht mitberücksichtigt, da diese nicht unmittelbar von der Wahl des künftigen EE-Förderregimes beeinflusst werden.

spezifischen mittleren (2021 bis 2030) Gesamtkosten des Strombezugs der Endkunden belaufen sich in diesem Fall auf 80,9 €/MWh.

- An zweiter Stelle folgt das Szenario einer fixen Marktprämie (Alternativfall I) – hier liegen die spezifischen mittleren „Gesamtkosten“ unter den getroffenen Einschränkungen (d. h. ohne Berücksichtigung von Netzentgelten und Steuern) bei 81,4 €/MWh (+0,7 % im Vergleich zum Basisfall).
- An dritter Stelle folgt der Alternativfall II, also das Szenario handelbarer Grünstromzertifikate. Hier belaufen sich die mittleren spezifischen Kosten auf 81,6 €/MWh (+0,9 % verglichen mit dem Basisfall).

4.4.2 Sensitivitätsanalysen: Gesamtüberblick aller betrachteten Szenarien

Umfassende Sensitivitätsanalysen, gegliedert in die untersuchten Themenblöcke, beschließen die Analyse des künftigen Förderbedarfs für EE in Deutschlands Stromsektor. Eingangs erfolgt ein Exkurs zur Szenariendefinition, wobei die unterstellten Charakteristika und Kernparameter der einzelnen Fälle im Detail erläutert werden. Im Nachgang erfolgt die umfassende Ergebnisbetrachtung.

4.4.2.1 Definition der untersuchten Szenarien

In Analogie zur bisherigen thematischen Einführung in die jeweiligen Abschnitte werden auch hier eingangs die im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtungen untersuchten Szenarien im Hinblick auf die unterstellten Charakteristika in den nachfolgenden Tabellen vorgestellt. Es erfolgt eine Gliederung nach den untersuchten thematischen Feldern.

- **Einfluss von Eigenverbrauchsprivilegien und deren Anreizwirkung für dezentrale PV:** Der im vorigen Abschnitt umfassend dargestellte Instrumentenvergleich wird im Rahmen der Sensitivitätsuntersuchung nun auch bei Wegfall bestehender Eigenverbrauchsprivilegien durchgeführt. Der Vergleich erlaubt Rückschlüsse auf den resultierenden Finanzierungs- bzw. Förderbedarf. Derzeit besteht für (partielle) Eigenerzeuger eine zusätzliche Anreizwirkung für den Ausbau dezentraler PV aufgrund vorhandener Eigenverbrauchsprivilegien aufgrund der Vermeidung von Netzentgeltkomponenten sowie steuerlicher Ersparnisse.

Die im Rahmen dieses Themenblocks untersuchten Szenarien werden im Hinblick auf die unterstellten Charakteristika in Tabelle 14 vorgestellt. Identische Annahmen bestehen ausnahmslos für alle hier betrachteten Szenarien hinsichtlich der Abschaffung von Eigenverbrauchsprivilegien, was die Anreize für dezentrale PV reduziert. Des Weiteren bestehen identische Annahmen auch hinsichtlich der Renditenerwartung, des CO₂-Preistrends und der Entwicklung der Stromnachfrage – in allen Fällen werden die Standardannahmen unterstellt, welche als „mittel“ bezeichnet werden.

Tabelle 14: Definition der Szenarien des Themenblocks „Instrumentenvergleich bei Wegfall von Eigenverbrauchsprivilegien“

<i>Themenblock:</i>	Instrumentenvergleich (bei Wegfall von Eigenverbrauchsprivilegien)			
	<i>Szenario:</i> Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien	Fixe Marktprämie, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien	Grünstrom-Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien	ETS only, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)	Gleitende Marktprämie (S1)	Fixe Marktprämie (S2)	Grünstrom-Zertifikatshandel (S9 zusätzlich)	ETS only (vollständige Marktintegration) (S8*)
Förderdauer	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	-
EE Ausbauziel 2030	65%	65%	65%	offen
EE Technologiemit	politikgetrieben	politikgetrieben	kostenminimal	marktgetrieben
Eigenverbrauchsprivilegien	Nein	Nein	Nein	Nein
Renditenerwartung der Investoren	mittel	mittel	mittel	mittel
CO2 Preistrend	mittel	mittel	mittel	mittel
Stromnachfrage	mittel	mittel	mittel	mittel

Ausnahmen bestehen für den Alternativfall III, ETS only, neben dem gewählten Förderinstrument beim EE-Ausbauziel und beim zur Erreichung dessen unterstellten EE-Technologiemit: Wie bei der Definition der Kernszenarien im vorigen Abschnitt erwähnt, erscheinen politisch postulierte Mengenziele für den künftigen EE-Anteil am Stromverbrauch Deutschlands wirkungslos aufgrund des Fehlens dezidierter (und somit steuerbarer) Förderanreize. Es resultiert hier auch ein rein als marktgetrieben bezeichneter EE-Technologiemit. Bei allen anderen hier betrachteten Szenarien hingegen werden die EE-Ausbauziele für 2030 (65 % EE-Anteil) und 2050 (>80 % EE-Anteil) erfüllt. Hinsichtlich des Technologiemit bestehen aber weitere Unterschiede: So resultiert im Alternativfall II, also dem Szenario eines technologieneutralen Grünstromzertifikatshandelssystems, ein endogen bestimmter kostenminimaler Technologiemit, während bei den Szenarien zu technologiespezifischen Marktprämiensystemen der bei Beibehaltung von Eigenverbrauchsprivilegien unterstellte und hierbei als politikgetrieben bezeichneter Technologiemit vorgegeben wird. Dies erlaubt einen direkten Vergleich des Förderbedarfs zu den Szenarien bei Fortführung der Eigenverbrauchsprivilegien, verzerrt aber den direkten Vergleich der im Rahmen dieses Themenblocks untersuchten Instrumente.

- **Einfluss hoher CO₂-Preise:** Wie im Vorfeld erwähnt, heben im Allgemeinen hohe Preise für CO₂-Emissionsrechte im EU ETS das Preisniveau am Strommarkt und senken somit den zusätzlichen Förderbedarf. Der Einfluss der CO₂-Preise auf den resultierenden Förderbedarf wird im Rahmen dieser Sensitivitätsuntersuchung exemplarisch für eine EE-Förderung mittels Grünstromzertifikaten sowie für eine „ETS only“ Welt aufgezeigt, wobei beide Fälle sowohl bei Wegfall als auch bei Fortführung von Eigenverbrauchsprivilegien analysiert werden. Alle hierbei im Detail getroffenen Annahmen zeigt Tabelle 15.

Tabelle 15: Definition der Szenarien des Themenblocks „Einfluss hoher CO₂-Preise“

<i>Themenblock:</i>	Einfluss hoher CO₂ Preise (Beispiel: Zertifikatshandel und ETS only)			
	<i>Szenario:</i> Grünstrom-Zertifikatshandel, hohe CO ₂ Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	Grünstrom-Zertifikatshandel, hohe CO ₂ Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien	ETS only, hohe CO ₂ Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	ETS only, hohe CO ₂ Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)	Grünstrom-Zertifikatshandel (S9 zusätzlich)	Grünstrom-Zertifikatshandel (S9 zusätzlich)	ETS only (vollständige Marktintegration) (S8*)	ETS only (vollständige Marktintegration) (S8*)
Förderdauer	20 Jahre	20 Jahre	-	-
EE Ausbauziel 2030	65%	65%	offen	offen
EE Technologiemix	politikgetrieben	kostenminimal	marktgetrieben	marktgetrieben
Eigenverbrauchsprivilegien	Ja	Nein	Ja	Nein
Renditenerwartung der Investoren	mittel	mittel	mittel	mittel
CO ₂ Preistrend	hoch	hoch	hoch	hoch
Stromnachfrage-trend	mittel/hoch	mittel/hoch	mittel/hoch	mittel/hoch

- Einfluss niedriger Renditenerwartung:** Die allgemeine Finanz- und Wirtschaftslage führte im Laufe der letzten Jahre zu einem Absinken der Renditenerwartung seitens der Investoren, insbesondere im Falle sicherer Investitionen aufgrund staatlicher Garantien oder entsprechender risikominimierender Begleitmaßnahmen. Im Regelfall der Modellanalyse wird eine mittlere Renditenerwartung für die Jahre nach 2020 unterstellt. Im Rahmen der hier vorgestellten Sensitivitätsbetrachtung wird der Einfluss einer künftig fortwährenden niedrigen Renditenerwartung auf den Finanzierungs- bzw. Förderbedarf eruiert. Die Folgewirkung wird hierbei für unterschiedliche Förderinstrumente analysiert – konkret betrachtet wird hierbei der Basisfall einer Fortführung von Ausschreibungen für gleitende Marktprämien, ein Förderregimewechsel hin zu einem technologieneutralen Grünstromzertifikatshandelsystem (Alternativfall II) sowie der Wegfall dezidierter EE-Förderanreize für Neuanlagen nach 2020 („ETS only“ – Alternativfall III). Die zentralen Annahmen der untersuchten Szenarien dieser Sensitivitätsbetrachtung werden in Tabelle 16 zusammengefasst.

Tabelle 16: Definition der Szenarien des Themenblocks „Einfluss niedriger Renditenerwartung“

	Instrumentenvergleich bei niedriger Renditenerwartung		
	Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Renditenerwartung	Grünstrom-Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Renditenerwartung	ETS only, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Renditenerwartung
<i>Themenblock:</i>			
<i>Szenario:</i>			
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)	Gleitende Marktprämie (S1)	Grünstrom-Zertifikatshandel (S9 zusätzlich)	ETS only (vollständige Marktintegration) (S8*)
Förderdauer	20 Jahre	20 Jahre	-
EE Ausbauziel 2030	65%	65%	offen
EE Technologiemit	politikgetrieben	politikgetrieben	marktgetrieben
Eigenverbrauchsprivilegien	Ja	Ja	Ja
Renditenerwartung der Investoren	niedrig	niedrig	niedrig
CO2 Preistrend	mittel	mittel	mittel
Stromnachfrage	mittel	mittel	mittel

- Einfluss niedriger Stromnachfrage:** Während im Regelfall in den Jahren nach 2020 von einer moderat steigenden Stromnachfrage ausgegangen wird, wird im Zuge dieser Sensitivitätsbetrachtung der Fall einer vergleichsweise niedrigen Stromnachfrage, im Regelfall ein Zeichen hoher Energieeffizienz, betrachtet. Auch hier erfolgt die Betrachtung unterschiedlicher Förderinstrumente. Analog zum vorigen Themenblock wird hierbei der Basisfall einer Fortführung von Ausschreibungen für gleitende Marktprämien, ein Förderregimewechsel hin zu einem technologieutralen Grünstromzertifikats-handelssystem (Alternativfall II) sowie der Wegfall dezidiert EE-Förderanreize für Neuanlagen nach 2020 („ETS only“ – Alternativfall III) betrachtet. Zentrale Annahmen der analysierten Szenarien dieser Sensitivitätsuntersuchung zeigt Tabelle 17.

Tabelle 17: Definition der Szenarien des Themenblocks „Einfluss niedriger Stromnachfrage“

<i>Themenblock:</i>		Instrumentenvergleich bei niedriger Stromnachfrage		
		Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Stromnachfrage	Grünstrom-Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Stromnachfrage	ETS only, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Stromnachfrage
<i>Szenario:</i>				
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)		Gleitende Marktprämie (\$1)	Grünstrom-Zertifikatshandel (\$9 zusätzlich)	ETS only (vollständige Marktintegration) (\$8*)
Förderdauer		20 Jahre	20 Jahre	-
EE Ausbauziel 2030		65%	65%	offen
EE Technologiemitmix		politikgetrieben	politikgetrieben	marktgetrieben
Eigenverbrauchsprivilegien		Ja	Ja	Ja
Renditenerwartung der Investoren		mittel	mittel	mittel
CO2 Preistrend		mittel	mittel	mittel
Stromnachfrage-trend		niedrig	niedrig	niedrig

4.4.2.2 Ergebnisbetrachtung mit Fokus auf den künftigen Förderbedarf erneuerbarer Energien

Der Förderbedarf für Strom aus erneuerbaren Energien und die für Endkunden hieraus resultierenden Kosten stehen im Fokus der abschließenden Betrachtung. Die vier im Abschnitt 4.4.1 beschriebenen, grundsätzlichen Szenarien zur Wahl und Ausgestaltung des künftigen Förderregimes werden hierbei im Rahmen der thematisch gegliederten Sensitivitätsanalysen in letztendlich insgesamt 18 Fällen untersucht.

Drei zentrale Grafiken veranschaulichen themenblockübergreifend hierbei die Ergebnisse:

Abbildung 21 bietet eine vergleichende Darstellung des im Mittel der kommenden Dekade (2021 bis 2030) erwarteten **Förderbedarfs**, aufgeschlüsselt nach Altersstruktur und im Falle von (nach 2020 errichteten) Neuanlagen nach Technologie. Der angegebene Nettoförderbedarf zeigt hierbei den aus Konsumentensicht relevanten Unterstützungsbedarf für Erneuerbare-Anlagen, also z. B. bei der im Basisszenario betrachteten Förderung mittels gleitender Marktprämien die Differenz zwischen dem (wettbewerblich bestimmten) anzulegendem Preis und dem Marktwert des eingespeisten Stroms. Es sei angemerkt, dass hinsichtlich des Förderbedarfs der Marktwert von Erneuerbarem-Strom die Erlössituation am Großhandelsstrommarkt widerspiegelt. Folglich ist hier die klare Abhängigkeit von der generellen Strompreisentwicklung gegeben.

Der EE-Förderbedarf erlaubt wichtige Erkenntnisse zu den erforderlichen Unterstützungsvolumina bzw. den Zahlungen von den Stromverbrauchern zu den EE-Stromerzeugern. Wie im Vorfeld erwähnt, zeigt sich hiermit jedoch noch keineswegs das Gesamtbild hinsichtlich der Kostenbelastung der Stromkunden. Als Versuch einer Komplettbewertung der Auswirkungen auf die energiebezogenen Ausgaben der Endkunden, welche in direkter Form von der Wahl des künftigen EE-Förderregimes beeinflusst werden, wird im Kostenvergleich folglich die Veränderung der Großhandelspreise am Strommarkt mitberücksichtigt. Konkret zeigt Abbildung 22 die direkt beeinflussten **Gesamtkosten (ohne Steuern und Netzgebühren)**

des Strombezugs aus Endkundensicht in absoluter Höhe, aufgeschlüsselt nach Kategorie im Mittel der Jahre 2021 bis 2030. Eine komplementäre Darstellung der Gesamtkosten (ohne Steuern und Netzgebühren) in spezifischer Form (je MWh) bietet Abbildung 23.

Die Hauptaussagen hinsichtlich Förderbedarf und Gesamtkosten, die sich aus den umfassenden Sensitivitätsbetrachtungen für die kommende Dekade ergeben, werden nachfolgend – nach Themenblöcken geordnet – dargestellt. Ergänzend zu den drei themenübergreifenden zentralen Grafiken werden hierbei zentrale Ergebnisse je Themenblock jeweils in einer Tabelle zusammengefasst.

Instrumentenvergleich bei Wegfall von Eigenverbrauchsprivilegien

Eigenverbrauchsprivilegien erhöhen die finanzielle Wettbewerbsfähigkeit dezentraler Photovoltaikanlagen und führen, in der hier angenommenen Höhe (also bei Fortführung bestehender Regelungen), wie in Abschnitt 4.2 erläutert bzw. in Tabelle 18 zusammengefasst, zu einer Veränderung des Marktgefüges und des resultierenden Technologiemitx.

Tabelle 18: Zentrale Ergebnisse zum Themenblock „Instrumentenvergleich bei Wegfall von Eigenverbrauchsprivilegien“

Themenblock: ALLE KOSTENANGABEN in EUR2015! <u>Szenario:</u>		Instrumentenvergleich (bei Wegfall von Eigenverbrauchsprivilegien)			
		Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien	Fixe Marktprämie, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien	Grünstrom-Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien	ETS only, mittlere CO2 Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien
Kernannahmen	Einheit				
Stromnachfrage (Gesamtstromverbrauch) 2030	GWh	625 983	625 983	625 983	625 983
Strompreis (Großhandel) 2030	€/MWh	61,7	61,7	61,4	82,7
Stromerzeugung 2030					
EE Anteil an Stromnachfrage					
EE-Anteil Gesamtbestand	%	65,0%	65,0%	65,0%	48,2%
EE-Anteil Neuanlagen (nach 2020)	%	34,8%	34,8%	34,8%	16,6%
Gesamtbilanz					
Wasserkraft	GWh	23 305	23 305	23 305	24 183
Photovoltaik	GWh	104 699	104 699	81 271	61 039
Wind Onshore	GWh	178 392	178 392	185 335	143 253
Wind Offshore	GWh	71 195	71 195	87 993	35 174
Andere EE	GWh	28 987	28 987	28 934	38 028
Gesamt (EE gesamt)	GWh	406 577	406 577	406 838	301 677
Details zu Photovoltaik:					
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	GWh	54 883	54 883	55 257	35 057
Dezentrale PV	GWh	49 816	49 816	26 014	25 982
Neuanlagen (Errichtung nach 2020)					
Wasserkraft	GWh	0	0	0	878
Photovoltaik	GWh	53 713	53 713	29 938	9 698
Wind Onshore	GWh	109 953	109 953	117 023	74 461
Wind Offshore	GWh	49 989	49 989	66 821	13 928
Andere EE	GWh	3 986	3 986	3 934	4 671
Gesamt (EE gesamt)	GWh	217 642	217 642	217 716	103 636
Förderbedarf, jährlich, im Mittel 2021-2030					
Gesamtbilanz					
Wasserkraft	Mio.€	122	122	123	71
Photovoltaik	Mio.€	9 809	9 884	8 606	7 609
Wind Onshore	Mio.€	4 077	4 248	4 965	1 517
Wind Offshore	Mio.€	2 900	2 976	3 075	1 826
Andere EE	Mio.€	2 925	2 925	2 929	2 625
Gesamt (EE gesamt)	Mio.€	19 833	20 157	19 699	13 647
Details zu Photovoltaik:					
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	Mio.€	4 026	4 057	3 975	3 219
Dezentrale PV	Mio.€	5 783	5 827	4 631	4 390
Neuanlagen (Errichtung nach 2020)					
Wasserkraft	Mio.€	0	0	0	0
Photovoltaik	Mio.€	1 548	1 623	517	0
Wind Onshore	Mio.€	1 617	1 789	2 407	0
Wind Offshore	Mio.€	819	895	968	0
Andere EE	Mio.€	0	0	0	0
Gesamt (EE gesamt)	Mio.€	3 984	4 308	3 892	0
Details zu Photovoltaik:					
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	Mio.€	468	499	509	0
Dezentrale PV	Mio.€	1 080	1 124	8	0

Das Vorhandensein bzw. der Wegfall von Eigenverbrauchsprivilegien beeinflusst aber nebst EE-Ausbau auch die resultierenden Kosten: Fallen die Eigenverbrauchsprivilegien beispielsweise im Grünstromzertifikatshandel weg, so resultiert ein um 8,8 % gestiegener Förderbedarf im Vergleich zum passenden Referenzfall eines Grünstromzertifikatshandelssystems bei Fortführung von Eigenverbrauchsprivilegien (19,7 statt 18,1 Mrd. €). In abgeschwächter Form, da hierdurch nur ein Teil der erfassten Kosten beeinflusst wird, steigt folglich auch die ermittelte Gesamtkostenbelastung der Stromkunden: Im betrachteten Alternativfall II (Grünstromzertifikatshandel) von mittleren jährlichen 46,7 auf 48,3 Mrd. € (+3,2 %) (vgl. Abbildung 21 bzw. Tabelle 18). Ein analoges Bild ergibt sich auch für die anderen untersuchten Instrumente. Der größte Kostenanstieg ist hierbei bei den Szenarien zu Marktprämiensystemen, also dem Basisfall einer gleitenden Marktprämie und dem Alternativfall I einer fixen Marktprämie zu beobachten – so steigt der Förderbedarf um rund 12 % in beiden Fällen und die Gesamtkostenbelastung der Stromkunden um 4,6 %. Die starke Ausprägung ist hierbei konzeptionell bedingt, konkret durch die vordefinierten Ausbaumengen dezentraler PV Anlagen, welche identisch zum jeweiligen Referenzfall (Marktprämiensysteme mit Eigenverbrauchsprivilegien) gehalten wurden. Die geringsten Auswirkungen sind beim Alternativfall III, also der „ETS only“ Welt zu beobachten, da hier lediglich der Bestand an dezentralen PV Anlagen, welche ggf. von Eigenverbrauchsprivilegien profitieren, beeinflusst wird. Während der gesamte mittlere EE-Förderbedarf noch um beachtliche 10,6 % im Vergleich zum passenden Referenzfall („ETS only“ mit Eigenverbrauchsprivilegien) steigt, resultiert eine Erhöhung der Gesamtkosten um lediglich 2,7 %.

Es sei abschließend angemerkt, dass Eigenverbrauchsprivilegien sehr wohl eine indirekte Form von Subvention darstellen, die zu Verzerrungen bei Netzentgelten führen, da der Eigenverbrauch hiervon ausgenommen wird. Analog werden aufgrund der gewährten Steueranreize (für Eigenverbrauch) auch staatliche Steuereinnahmen vermindert. Die beim hier untersuchten Wegfall dieser Privilegien auftretende zusätzliche Kostenbelastung zeigt somit das Ausmaß der im Fall von Eigenverbrauchsprivilegien bestehenden indirekten Subventionen.

Einfluss hoher CO₂-Preise

Ein weiterer wichtiger Parameter für den resultierenden Förderbedarf ist der CO₂-Preis bzw. dessen künftige Entwicklung. Daher wurde für Alternativfall II (Grünstromzertifikatshandelssystem) und Alternativfall III (ETS only) eine Sensitivitätsanalyse unter Annahme eines hohen CO₂-Preises durchgeführt. Wie in Abschnitt 4.2 hinsichtlich des EE-Ausbaus erwähnt, zeigt sich, dass der Anteil der Bestandsanlagen (bis 2020 errichtet) im Jahr 2030 dann etwas größer ist als bei mittlerem CO₂-Preis, da die höheren Strommarkterlöse bei hohem CO₂-Preis zu längeren Laufzeiten auch ohne dezidierte Förderanreize bei Bestandsanlagen führen. Dies dämpft zugleich, wenn auch geringfügig, den Ausbedarf für neue EE-Anlagen zur Erreichung der angepeilten EE-Ziele für 2030 und 2050, wie im Falle dezidierter EE-Förderanreize relevant (d. h. im Alternativfall II).

Die nachfolgende Tabelle 19 bietet ergänzend zu den grafischen themenblockübergreifenden Darstellungen eine Auflistung zentraler Ergebnisse dieses Themenblocks.

Hohe Strompreise verknüpft mit geringerem EE-Ausbaubedarf bedingen im *Alternativfall II (Grünstromzertifikatshandelssystem)* ein deutliches Absinken des EE-Förderbedarfs – beispielsweise im Falle einer Fortführung von Eigenverbrauchsprivilegien von 18,1 auf 16,4 Mrd. € (im Mittel der Jahre 2021 bis 2030), also um rund 9,6 %. Ein analoges Bild zeigt sich, vergleicht man die Szenarien hoher und mittlerer CO₂-Preise für die Grünstromzertifikatshandelssysteme bei Wegfall der Eigenverbrauchsprivilegien – hier resultiert eine Minderung des mittleren jährlichen EE-Förderbedarfs um 8,8 % im Vergleich zum passenden Referenzfall (vgl. Abbildung 21 bzw. Tabelle 19). Ein Blick auf die aus Endkunden relevanten Gesamtkosten zeigt aber ein anderes Bild – aufgrund der gestiegenen Strompreise ist trotz sinkendem EE-Förderbedarf ein Anstieg der absoluten und spezifischen Gesamtkosten um 2,3 % (ohne Eigenverbrauchsprivilegien) bzw. um 2,4 % (mit Eigenverbrauchsprivilegien) zu beobachten (vgl. Abbildung 22 bzw. Abbildung 23).

Im *Alternativfall III (ETS only)* führt der höhere CO₂-Preis zu einem deutlich höheren EE-Ausbau im Vergleich zum im Referenzfall unterstellten mittleren CO₂-Preis (+4,0 % im Falle von Eigenverbrauchsprivilegien bzw. +3,6 % bei Wegfall dieser), da in diesem Szenario dieser den Hauptanreiz für die Wettbewerbsfähigkeit der EE-Anlagen darstellt. Als Folge der gestiegenen Strompreise resultiert auch ein geringfügiges Absinken des Förderbedarfs, hierbei konkret dem (bis 2020 errichteten) Anlagenbestand gewidmet. Der Rückgang beträgt 2,1 % (mit Eigenverbrauchsprivilegien) bzw. 1,9 % (ohne Eigenverbrauchsprivilegien) (vgl. Abbildung 21 bzw. Tabelle 19). Die aus Endkundensicht relevanten Gesamtkosten steigen jedoch auch in den „ETS only“ Szenarien um 2,2 % (mit Eigenverbrauchsprivilegien) bzw. 2,1 % (ohne Eigenverbrauchsprivilegien) – vgl. Abbildung 22 bzw. Abbildung 23.

Tabelle 19: Zentrale Ergebnisse zum Themenblock „Einfluss hoher CO₂-Preise“

Themenblock: ALLE KOSTENANGABEN in EUR2015! <u>Szenario:</u>		Einfluss hoher CO ₂ Preise (Beispiel: Zertifikatshandel und ETS only)			
		Grünstrom-Zertifikatshandel, hohe CO ₂ Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	Grünstrom-Zertifikatshandel, hohe CO ₂ Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien	ETS only, hohe CO ₂ Preise, Eigenverbrauchsprivilegien	ETS only, hohe CO ₂ Preise, keine Eigenverbrauchsprivilegien
Kernannahmen	<u>Einheit</u>				
Stromnachfrage (Gesamtstromverbrauch) 2030	GWh	625 983	625 983	625 983	625 983
Strompreis (Großhandel) 2030	€/MWh	70,7	70,3	86,8	86,8
Stromerzeugung 2030					
EE Anteil an Stromnachfrage					
EE-Anteil Gesamtbestand	%	65,0%	65,0%	52,8%	49,9%
EE-Anteil Neuanlagen (nach 2020)	%	34,0%	34,0%	20,4%	17,6%
Gesamtbilanz					
Wasserkraft	GWh	23 628	23 628	24 540	24 540
Photovoltaik	GWh	105 325	81 314	80 612	62 623
Wind Onshore	GWh	174 673	184 341	145 440	145 440
Wind Offshore	GWh	68 883	83 389	37 266	37 266
Andere EE	GWh	34 261	33 975	42 789	42 789
Gesamt (EE gesamt)	GWh	406 770	406 647	330 646	312 657
Details zu Photovoltaik:					
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	GWh	54 952	55 286	36 654	36 654
Dezentrale PV	GWh	50 372	26 028	43 958	25 969
Neuanlagen (Errichtung nach 2020)					
Wasserkraft	GWh	323	323	1 235	1 235
Photovoltaik	GWh	54 274	29 954	29 297	11 307
Wind Onshore	GWh	106 147	115 930	76 694	76 694
Wind Offshore	GWh	47 668	62 205	16 028	16 028
Andere EE	GWh	4 151	4 151	4 696	4 696
Gesamt (EE gesamt)	GWh	212 563	212 563	127 949	109 960
Förderbedarf, jährlich, im Mittel 2021-2030					
Gesamtbilanz					
Wasserkraft	Mio.€	95	96	66	66
Photovoltaik	Mio.€	7 428	8 288	6 228	7 538
Wind Onshore	Mio.€	3 661	4 087	1 435	1 435
Wind Offshore	Mio.€	2 376	2 699	1 788	1 788
Andere EE	Mio.€	2 796	2 801	2 567	2 567
Gesamt (EE gesamt)	Mio.€	16 356	17 971	12 084	13 394
Details zu Photovoltaik:					
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	Mio.€	3 802	3 763	3 184	3 184
Dezentrale PV	Mio.€	3 626	4 525	3 044	4 354
Neuanlagen (Errichtung nach 2020)					
Wasserkraft	Mio.€	0	0	0	0
Photovoltaik	Mio.€	708	415	0	0
Wind Onshore	Mio.€	1 600	1 931	0	0
Wind Offshore	Mio.€	405	703	0	0
Andere EE	Mio.€	0	0	0	0
Gesamt (EE gesamt)	Mio.€	2 712	3 049	0	0
Details zu Photovoltaik:					
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	Mio.€	363	409	0	0
Dezentrale PV	Mio.€	345	6	0	0

Instrumentenvergleich bei niedriger Renditenerwartung

Wie bereits erwähnt, bedingte die allgemeine Finanz- und Wirtschaftslage im Laufe der letzten Jahre ein Absinken der Renditenerwartung seitens der Investoren, insbesondere im Falle sicherer Investitionen wie etwa jene in geförderte EE-Anlagen in Deutschland. Im Rahmen der hier vorgestellten Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss einer künftig fortwährenden niedrigen Renditenerwartung auf den Finanzierungs- bzw. Förderbedarf untersucht, auf Basis ausgewählter unterschiedlicher Förderinstrumente.

Tabelle 20 zeigt nachfolgend komplementär zu den übergreifenden grafischen Darstellungen eine Auflistung zentraler Ergebnisse dieses Themenblocks, gegliedert in Stromnachfrage, Strompreistrend, EE-Anteil und Ausbau bzw. hierfür erforderlicher EE-Förderbedarf.

Wie in Tabelle 20 ersichtlich, ergibt sich bei niedrigerer Renditenerwartung ein im Vergleich zur Referenzwelt (wie beispielsweise in Tabelle 13 dargestellt) erhöhter Anteil von Bestandsanlagen. Dies mindert den erforderlichen Zubau für die Zielerreichung im Basisfall (gleitende Marktprämie) und im Alternativfall II (Grünstromzertifikatshandel). Im Alternativfall III ohne dezidierte Förderanreize (ETS only) ist ein besonders großer Effekt zu beobachten, da hier die Wirtschaftlichkeit der EE-Anlagen deutlich erhöht wird und es so zu einem verstärkten Ausbau aller EE-Technologien kommt (+8,7 % EE-Strom im Jahr 2030 im Vergleich zum passenden Referenzfall („ETS only“ bei mittlerer Renditenerwartung)).

Als Folge der verbesserten Wirtschaftlichkeit neuer EE-Anlagen, aber auch als Folge des verminderten Ausbaubedarfs kommt es zu einer Minderung des EE-Förderbedarfs: Wie in Abbildung 21 ersichtlich, sinkt im Mittel der kommenden Dekade (2021 bis 2030) der gesamte EE-Förderbedarf im Basisfall, also bei Fortführung der gleitenden Marktprämienregelung, um 2,8 % im Vergleich zum Referenzfall mittlerer Renditenerwartung. Im Alternativfall II (Grünstromzertifikatshandelssystem) ist der Rückgang geringfügig höher – der Rückgang an erforderlichen Fördervolumina beläuft sich hier auf 3,3 % (im Vergleich zum passenden Referenzfall) im Mittel der kommenden Dekade. Ein Blick auf die Gesamtkostenbelastung (ohne Steuern und Netzgebühren) zeigt ebenso ein Absinken dieser. Aufgrund der hier mitbetrachteten weiteren Kostenkomponente – der Strompreisentwicklung, welche von der Renditenerwartung in erster Linie unbeeinflusst ist – fällt die Gesamtminderung aber geringer aus. Sie beläuft sich auf 1,1 % (Basisfall) bzw. 1,3 % (Alternativfall II). Betrachtet man die „ETS only“ Welt, also den Alternativfall III, so ist hier aufgrund der verbesserten Wirtschaftlichkeit auch von Bestandsanlagen ein leichter Anstieg der erforderlichen Fördervolumina beobachtbar (+0,3 % im Vergleich zum Referenzfall bei mittlerer Renditenerwartung). Die Gesamtkostenbelastung steigt in der Folge um vernachlässigbare 0,1 %.

Tabelle 20: Zentrale Ergebnisse zum Themenblock „Instrumentenvergleich bei niedriger Renditenerwartung“

Themenblock: ALLE KOSTENANGABEN in EUR2015! <u>Szenario:</u>		Instrumentenvergleich bei niedriger Renditenerwartung		
		Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Renditenerwartung	Grünstrom-Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Renditenerwartung	ETS only, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Renditenerwartung
Kernannahmen	Einheit			
Stromnachfrage (Gesamtstromverbrauch) 2030	GWh	625.983	625.983	625.983
Strompreis (Großhandel) 2030	€/MWh	61,7	61,7	82,7
Stromerzeugung 2030				
RES Anteil an Stromnachfrage				
RES-Anteil Gesamtbestand	%	65,0%	65,0%	55,2%
RES-Anteil Neuanlagen (nach 2020)	%	34,3%	34,3%	23,1%
Gesamtbilanz				
Wasserkraft	GWh	23.938	23.938	24.894
Photovoltaik	GWh	105.079	105.062	81.345
Wind Onshore	GWh	179.743	178.486	154.003
Wind Offshore	GWh	68.941	70.575	47.222
Andere EE	GWh	29.092	29.092	38.280
Gesamt (RES Fokus)	GWh	353.763	354.123	282.570
Gesamt (RES gesamt)	GWh	406.792	407.152	345.744
Details zu Photovoltaik:				
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	GWh	54.883	54.753	36.673
Dezentrale PV	GWh	50.196	50.309	44.673
Neuanlagen (Errichtung nach 2020)				
Wasserkraft	GWh	323	323	1.280
Photovoltaik	GWh	54.094	54.076	30.004
Wind Onshore	GWh	108.479	107.222	82.371
Wind Offshore	GWh	47.735	49.369	25.976
Andere EE	GWh	4.033	4.033	4.865
Gesamt (RES Fokus)	GWh	210.308	210.668	138.352
Gesamt (RES gesamt)	GWh	214.664	215.024	144.496
Förderbedarf, jährlich, im Mittel 2021-2030				
Gesamtbilanz				
Wasserkraft	ME	132	132	78
Photovoltaik	ME	7.543	7.695	6.307
Wind Onshore	ME	3.847	4.211	1.553
Wind Offshore	ME	2.742	2.551	1.824
Andere EE	ME	2.921	2.921	2.621
Gesamt (RES Fokus)	ME	14.133	14.458	9.684
Gesamt (RES gesamt)	ME	17.186	17.511	12.383
Details zu Photovoltaik:				
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	ME	3.977	3.940	3.220
Dezentrale PV	ME	3.566	3.755	3.087
Neuanlagen (Errichtung nach 2020)				
Wasserkraft	ME	0	0	0
Photovoltaik	ME	593	745	0
Wind Onshore	ME	1.323	1.686	0
Wind Offshore	ME	664	473	0
Andere EE	ME	0	0	0
Gesamt (RES Fokus)	ME	2.580	2.904	0
Gesamt (RES gesamt)	ME	2.580	2.904	0
Details zu Photovoltaik:				
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	ME	418	381	0
Dezentrale PV	ME	174	364	0

Instrumentenvergleich bei niedriger Stromnachfrage

In den Jahren nach 2020 wird im Regelfall eine signifikant steigende Stromnachfrage unterstellt. Die hier vorgestellte Sensitivitätsanalyse ist hingegen dem Fall einer vergleichsweise niedrigen Stromnachfrage gewidmet. Wie bereits erwähnt, erfolgt auch hier die Betrachtung unterschiedlicher Förderinstrumente. Ergänzend zu den übergreifenden grafischen Darstellungen (siehe Abbildung 21 bis Abbildung 23) bietet Tabelle 21 eine Darstellung zentraler Ergebnisse dieses Themenblocks, gegliedert in Stromnachfrage, Strompreistrend, EE-Anteil und Ausbau bzw. hierfür erforderlicher EE-Förderbedarf.

Wie in Tabelle 21 ersichtlich, bleibt im untersuchten Fall eines (im Vergleich zu den anderen Szenarien) moderaten Anstiegs der Stromnachfrage folgerichtig auch der EE-Ausbau auf einem niedrigeren Niveau. Gleichzeitig sinkt auch der durchschnittliche Strompreis, was generell die Wettbewerbsfähigkeit von EE-Anlagen senkt und im Alternativfall III (ETS only) zu einem geringeren Ausbau führt (292,5 TWh statt 318,0 TWh EE-Stromerzeugung im Jahr 2030). Wie in Abschnitt 4.2 erläutert, ist außerdem der Anlagenbestand in allen Fällen geringer im Vergleich zu Szenarien höherer Stromnachfrage, da Altanlagen nach Ende ihrer Förderunterstützung als Folge der niedrigeren Strommarkterlöse tendenziell früher aus dem Betrieb gehen.

Ein Blick auf den resultierenden EE-Förderbedarf zeigt, dass die kostensenkenden Effekte, also der geringere Zubau an EE-Anlagen, aber überwiegen und somit die kostentreibenden Effekte (z. B. niedrigeres Strompreisniveau) kompensieren. Es resultiert im Basisfall (gleitende Marktprämie) eine Reduktion des mittleren (2021 bis 2030) jährlichen Förderbedarfs um 1,8 % im Vergleich zum passenden Referenzfall mittlerer Stromnachfrage. Blickt man auf die für Stromkunden relevanten Gesamtauswirkungen, also die Gesamtkosten (ohne Steuern und Netzentgelte), so ergibt sich absolut betrachtet eine noch deutlichere Reduktion dieser: Im Basisfall sinken die Gesamtkosten um 2,7 %, in spezifischer Form aufgrund der verminderten Nachfrage aber um lediglich 1,0 %.

Analoge Effekte sind auch im Alternativfall II (Grünstromzertifikatshandelssystem) zu beobachten: Hier sinkt der Förderbedarf um 1,6 %, die absoluten Gesamtkosten um 2,6 % und die spezifischen Gesamtkosten um 0,9 % (jeweils im Vergleich zum Referenzfall eines Grünstromhandels bei mittlerer Stromnachfrage).

Ein etwas abweichendes Bild zeigt sich für den Fall „ETS only“ (Alternativfall III): Hier kommt es zu einem deutlichen Anstieg des Förderbedarfs (+3,7 %), hier für Bestandsanlagen, als Folge der gesunkenen Strompreise. Die Gesamtkosten sinken allerdings, ebenso als Folge der niedrigeren Strompreise und der geringeren Nachfrage, um 4,1 % absolut und um 2,4 % in spezifischer Form.

Tabelle 21: Zentrale Ergebnisse zum Themenblock „Instrumentenvergleich bei niedriger Stromnachfrage“

Themenblock: <i>ALLE KOSTENANGABEN in EUR2015!</i> <u>Szenario:</u>		Instrumentenvergleich bei niedriger Stromnachfrage		
		Gleitende Marktprämie, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Stromnachfrage	Grünstrom-Zertifikatshandel, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Stromnachfrage	ETS only, mittlere CO2 Preise, Eigenverbrauchsprivilegien, niedrige Stromnachfrage
Kernannahmen	Einheit			
Stromnachfrage (Gesamtstromverbrauch) 2030	GWh	591 000	591 000	591 000
Strompreis (Großhandel) 2030	€/MWh	60,6	60,6	77,3
Stromerzeugung 2030				
EE Anteil an Stromnachfrage				
EE-Anteil Gesamtbestand	%	65,0%	65,0%	49,5%
EE-Anteil Neuanlagen (nach 2020)	%	33,0%	33,0%	16,0%
Gesamtbilanz				
Wasserkraft	GWh	23 305	23 305	23 924
Photovoltaik	GWh	104 639	105 274	76 096
Wind Onshore	GWh	173 396	173 192	128 923
Wind Offshore	GWh	54 035	53 526	25 974
Andere EE	GWh	28 649	28 649	37 632
Gesamt (EE gesamt)	GWh	384 023	383 945	292 549
Details zu Photovoltaik:				
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	GWh	54 926	54 926	33 900
Dezentrale PV	GWh	49 714	50 348	42 196
Neuanlagen (Errichtung nach 2020)				
Wasserkraft	GWh	0	0	619
Photovoltaik	GWh	53 614	54 248	24 769
Wind Onshore	GWh	104 929	104 725	60 173
Wind Offshore	GWh	32 824	32 315	4 735
Andere EE	GWh	3 934	3 934	4 378
Gesamt (EE gesamt)	GWh	195 300	195 223	94 675
Förderbedarf, jährlich, im Mittel 2021-2030				
Gesamtbilanz				
Wasserkraft	Mio.€	126	126	81
Photovoltaik	Mio.€	7 662	7 838	6 437
Wind Onshore	Mio.€	4 016	4 414	1 696
Wind Offshore	Mio.€	2 612	2 496	1 886
Andere EE	Mio.€	2 941	2 941	2 702
Gesamt (EE gesamt)	Mio.€	17 358	17 816	12 801
Details zu Photovoltaik:				
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	Mio.€	4 027	4 012	3 283
Dezentrale PV	Mio.€	3 635	3 826	3 154
Neuanlagen (Errichtung nach 2020)				
Wasserkraft	Mio.€	0	0	0
Photovoltaik	Mio.€	706	882	0
Wind Onshore	Mio.€	1 534	1 933	0
Wind Offshore	Mio.€	521	405	0
Andere EE	Mio.€	0	0	0
Gesamt (EE gesamt)	Mio.€	2 762	3 220	0
Details zu Photovoltaik:				
PV-Großanlagen (Freiflächenanlagen, etc.)	Mio.€	468	454	0
Dezentrale PV	Mio.€	238	429	0

Abbildung 21: Der jährliche mittlere (2021 bis 2030) EE-Förderbedarf im umfassenden Szenarienvergleich (Quelle: Green-X)

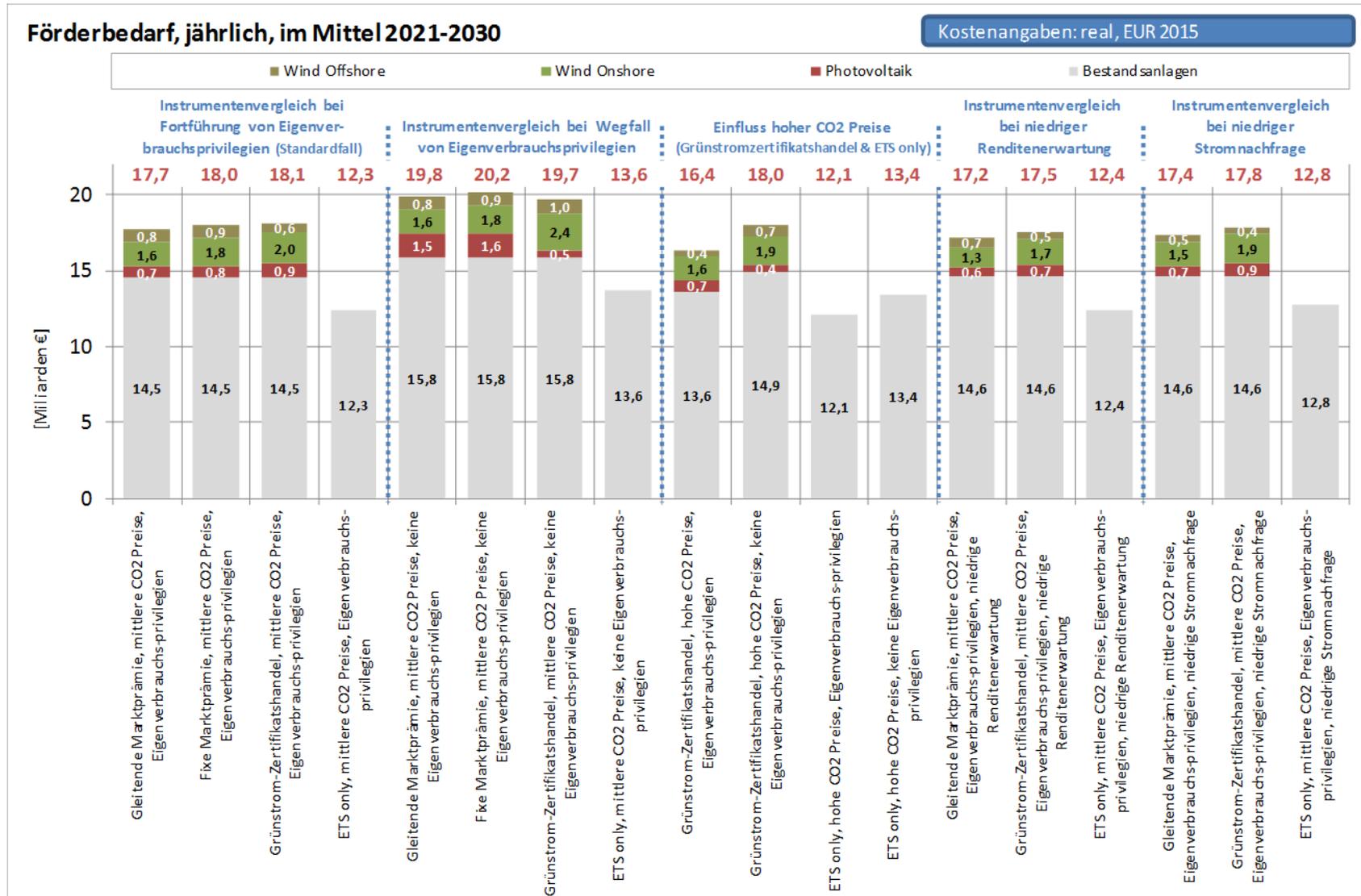


Abbildung 22: Mittlere (2021 bis 2020) jährliche Gesamtkosten (ohne Steuern und Netzentgelte) des Strombezugs aus Endkundensicht im umfassenden Szenarienvergleich (Quelle: Green-X)

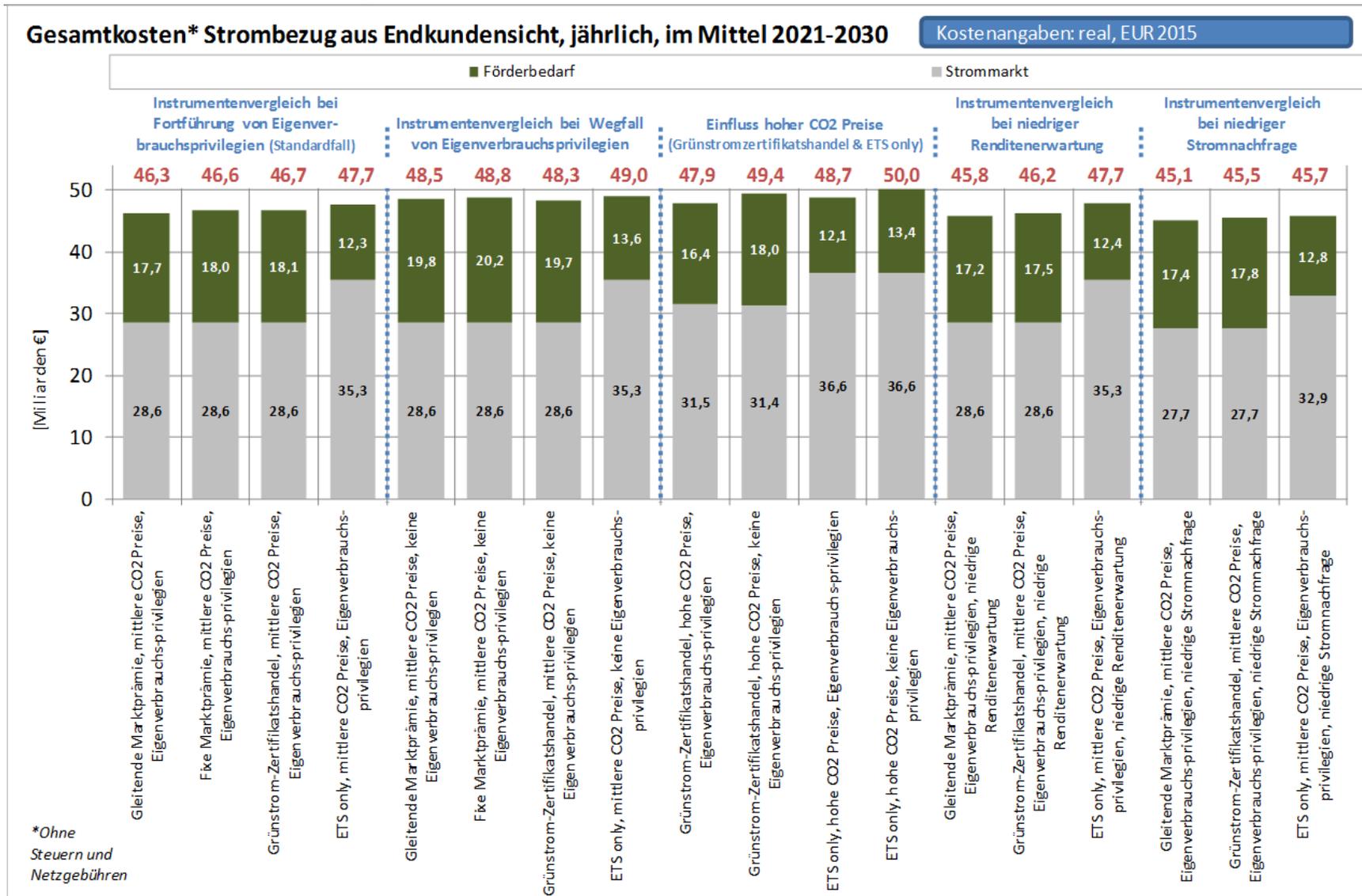
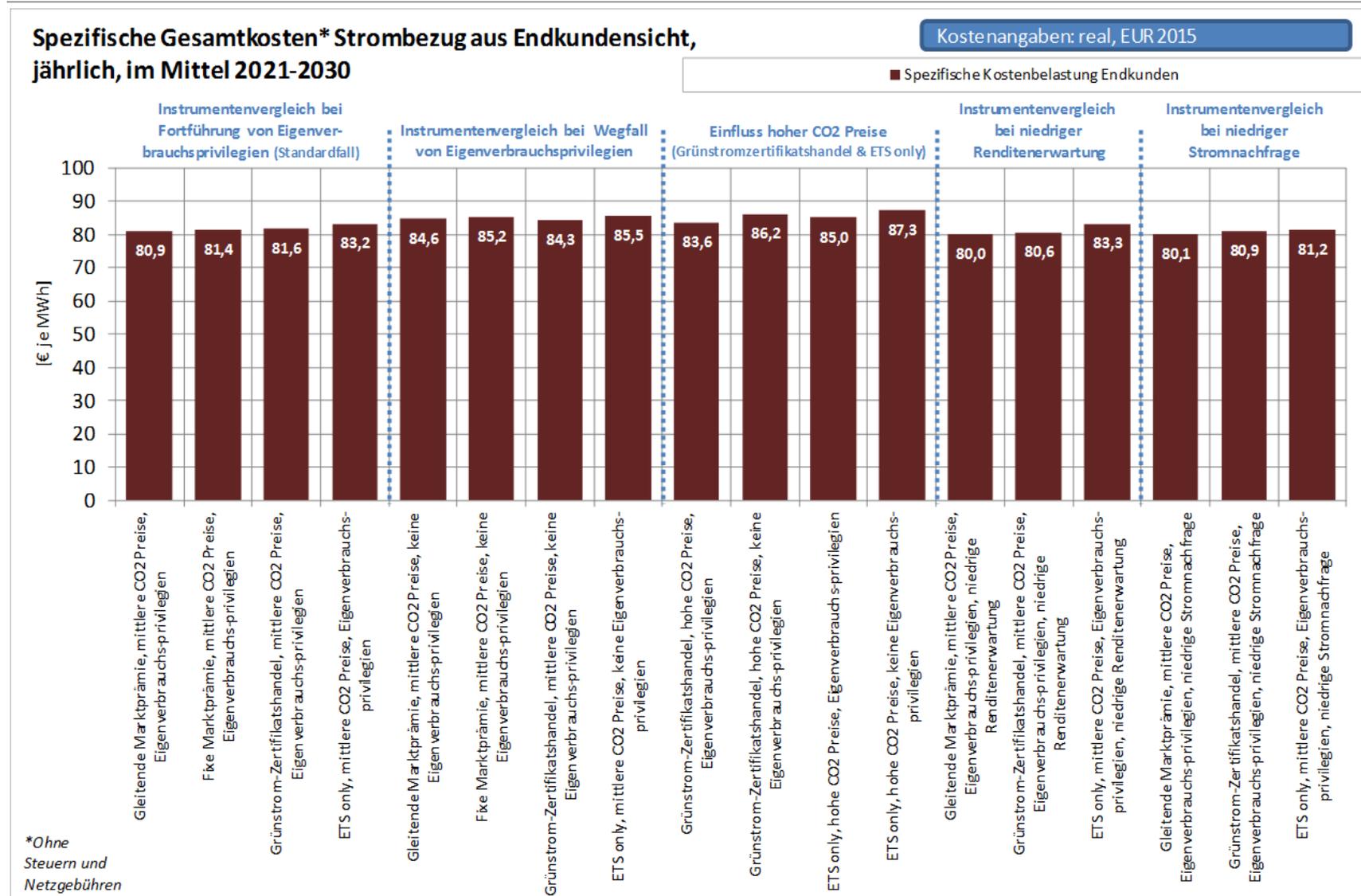


Abbildung 23: Mittlere (2021 bis 2020) spezifische Gesamtkosten (ohne Steuern und Netzentgelte) des Strombezugs aus Endkundensicht im umfassenden Szenarienvergleich (Quelle: Green-X)



4.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Dieser Abschnitt zeigte die gewählte methodische Vorgehensweise und die ermittelten Ergebnisse der modellbasierten Analyse des Förderbedarfs für EE im Stromsektor Deutschlands im Einklang mit den politischen Zielvorgaben. Ein Vergleich des Förderbedarfs in Abhängigkeit der unterstellten Förderpolitik, konkret der zugrundeliegenden Förderinstrumente, bildete das Herzstück der Analyse. Hierbei wurden neben der Fortführung der gegenwärtigen Förderpraxis, also einer gleitenden Marktprämie mit wettbewerblicher Allokation (mittels Auktionen), als Alternativansätze eine fixe Marktprämie (mit ebenso wettbewerblicher Allokation), ein technologieübergreifender Grünstromzertifikatshandel sowie das Kapfen jeglicher dezidierten Förderanreize, wo somit alleinig das ETS aufgrund der Bepreisung von CO₂-Emissionen den weiteren Ausbau EE regeln würde, mitbetrachtet. Im Regelfall wird bei den untersuchten Szenarien unterstellt, dass Deutschland im Einklang mit dem aktuellen Koalitionsvertrag (CDU, CSU und SPD, 2018) die Erhöhung des EE-Anteils gemessen am Bruttostromverbrauch auf 65 % bis 2030 anstrebt und bis 2050 wird eine weitere Steigerung des Anteils heimischer EE auf mindestens 80 % unterstellt. Diese Zielvorgaben gelten für alle betrachteten Szenarien, in denen das Beibehalten dezidierte Förderanreize für EE angenommen werden. Im Alternativfall III, ETS only, werden diese Zielvorgaben hingegen missachtet, da ohne dezidierte Förderinstrumente für Strom aus neuen EE-Anlagen politisch postulierte Mengenziele für den künftigen EE-Anteil am Stromverbrauch Deutschlands wirkungslos erscheinen.

Ein **Instrumentenvergleich auf Basis der Ergebnisse zum Förderbedarf** zeigt, dass der niedrigste EE-Förderbedarf erwartungsgemäß im Szenario „ETS only“ (Alternativfall III) auftritt, da hierin ein Auslaufen jeglicher Förderungen für neue EE-Anlagen nach 2020 unterstellt wird. Ein rapides Absinken des Förderbedarfs in den Jahren nach 2020 ist hierbei zu beobachten und ein gänzlich Auslaufen der monetären Unterstützungen für EE-Bestandsanlagen kurz nach 2035 zu erwarten. Im Mittel der kommenden Dekade (2021 bis 2030) beträgt der jährliche Förderbedarf unter Standardannahmen demgemäß 12,3 Mrd. € mit stark abnehmender Tendenz.

Im Vergleich zu heute ist bei allen analysierten Szenarien in der kommenden Dekade ein deutlicher Rückgang der erforderlichen Unterstützungsvolumina zu beobachten – so sinkt dieser selbst im Falle einer Fortführung dezidierte Förderung von EE-Neuanlagen von 22,8 Mrd. € im Jahr 2020 auf rund 10,3 bis 10,7 Mrd. € im Jahr 2030. Auf den ersten Blick sind nur geringe Unterschiede hinsichtlich des Förderbedarfs im Trendverlauf als auch im Mittel der kommenden Dekade bei den Szenarien untereinander zu beobachten, wo proaktive EE-Förderung auch nach 2020 unterstellt wurde. Dies ist bedingt durch den hohen Anteil der Fördervolumina für EE-Bestandsanlagen (mit Errichtung bis 2020 gemäß bestehendem Förderschema) am Gesamtbedarf. Bestandsanlagen zeichnen sich beispielsweise im Basisfall einer Beibehaltung dezidierte Förderanreize mittels einer gleitenden Marktprämie für 82 % des gesamten mittleren jährlichen Förderbedarfs im Zeitraum 2021 bis 2030 verantwortlich. Die Restmenge, im Basisfall also 18 % des Gesamtbedarfs, kommt somit künftig (nach 2020) neu zu errichtenden EE-Anlagen im Stromsektor zu Gute.

Vergleicht man folglich lediglich den Förderbedarf, der Neuanlagen gewidmet ist, so werden die Unterschiede zwischen den untersuchten Förderinstrumenten deutlicher:

- Am kostengünstigen unter den untersuchten Instrumenten erscheint die Beibehaltung bestehender Förderanreize, also die Förderung mittels gleitender Marktprämien, verknüpft mit Ausschreibungen zur Mengenbegrenzung und Preisfestlegung.
- Ein rund 10 % höherer Förderbedarf für EE-Neuanlagen ist im Falle der Einführung einer fixen anstelle der gleitenden Marktprämie aufgrund der höheren Risikoaufschläge zu erwarten (Alternativfall I).
- Ein rund 13 % höherer Förderbedarf als im Basisfall wäre bei Umstieg auf ein technologieneutrales Förderregime auf Basis handelbarer Grünstromzertifikate (Alternativfall II) zu erwarten.

Der obig durchgeführte Instrumentenvergleich des EE-Förderbedarfs liefert zentrale Erkenntnisse zu den erforderlichen Unterstützungsvolumina bzw. den Zahlungen von den Stromverbrauchern zu den EE-

Stromerzeugern. Hiermit zeigt sich jedoch noch keineswegs das Gesamtbild hinsichtlich der Kostenbelastung der Stromkunden. Ein **Versuch einer Komplettbewertung der Auswirkungen auf die energiebezogenen Ausgaben der Endkunden**, welche in direkter Form von der Wahl des künftigen EE-Förderregimes beeinflusst werden, erweitert den Kostenvergleich um die Ausgaben für Strombezug, beispielhaft durchgeführt auf Basis der Großhandelsstrompreise (bzw. deren Veränderung). Nicht berücksichtigt werden hierbei allerdings Steuern und Netzentgelte. Dieser umfassende Vergleich beeinflusst im Wesentlichen das Ranking des Szenarios „ETS only“ (Alternativfall III). Berücksichtigt man die Veränderung des Strompreisgefüges mit, was im besagten Fall zu einer deutlichen Erhöhung der kundenseitigen Kostenbelastung führt, so verschiebt sich die relative Reihung: „ETS only“ erscheint nun als aus Endkundensicht teuerste Variante (+2,9 % im Vergleich zum Basisfall), während die Reihung der anderen betrachteten Instrumente unbeeinflusst bleibt. Grund hierfür ist die deutliche Erhöhung der Großhandelsstrompreise im Szenario „ETS only“ im Szenarienvergleich, bedingt durch den geringeren Anteil geförderten EE-Stroms, der zu vergleichsweise niedrigen Preisen, welche die Grenzkosten der EE-Anlagen widerspiegeln, angeboten werden kann.

Ergänzend zum Instrumentenvergleich wurden **umfassende Sensitivitätsanalysen** durchgeführt, welche den Einfluss wesentlicher Einflussparameter auf den resultierenden Förderbedarf aufzeigen. Dies umfasst die Untersuchung des Einflusses von Eigenverbrauchsprivilegien für dezentrale Erzeuger, wie derzeit etwa für PV-Kleinanlagen gewährt, des CO₂-Preises im europäischen Emissionshandelssystem und in dessen Folgewirkung die Veränderung der Strommarkterlöse, der Renditenerwartung seitens der EE-Investoren und der Entwicklung der Stromnachfrage. Folgende zentrale Erkenntnisse werden hieraus gewonnen:

- Ein **Wegfall von Eigenverbrauchsprivilegien** senkt die finanzielle Wettbewerbsfähigkeit dezentraler Photovoltaikanlagen und führt zu einer Veränderung des Marktgefüges und des resultierenden Technologiemix. Der Wegfall von Eigenverbrauchsprivilegien beeinflusst aber nebst EE-Ausbau auch die resultierenden Kosten: Fallen die Eigenverbrauchsprivilegien weg, so resultiert ein Anstieg des Förderbedarfs um 8,8 % bis 12 % je nach zugrundeliegendem Förderregime bzw. den im Detail punkto Technologiemix getroffenen Annahmen. In abgeschwächter Form, da hierdurch nur ein Teil der erfassten Kosten beeinflusst wird, steigt folglich auch die ermittelte Gesamtkostenbelastung der Stromkunden (+2,7 % bis +4,6 %).

Es sei angemerkt, dass Eigenverbrauchsprivilegien sehr wohl eine indirekte Form von Subvention darstellen, die zu Verzerrungen bei Netzentgelten führen, da der Eigenverbrauch hiervon ausgenommen wird. Analog werden aufgrund der gewährten Steueranreize (für Eigenverbrauch) auch staatliche Steuereinnahmen vermindert. Die beim hier untersuchten Wegfall dieser Privilegien auftretende zusätzliche Kostenbelastung zeigt somit das Ausmaß der im Fall von Eigenverbrauchsprivilegien bestehenden indirekten Subventionen.

- Ein weiterer wichtiger Parameter für den resultierenden Förderbedarf ist der **CO₂-Preis** bzw. dessen künftige Entwicklung. Höhere CO₂-Preise, wie im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung unterstellt, bedingen höhere Beiträge der Bestandsanlagen (bis 2020 errichtet) zur EE-Zielerreichung im Jahr 2030, da die höheren Strommarkterlöse bei hohem CO₂-Preis zu längeren Laufzeiten auch ohne dezidierte Förderanreize bei Bestandsanlagen führen.

Hohe Strompreise verknüpft mit geringerem EE-Ausbaubedarf bedingen im hierfür analysierten Alternativfall II (Grünstromzertifikatshandelssystem) ein deutliches Absinken des EE-Förderbedarfs um rund 8,8 % bis 9,6 %, je nach Wegfall oder Fortführung von Eigenverbrauchsprivilegien. Ein Blick auf die aus Endkunden relevanten Gesamtkosten zeigt aber ein anderes Bild – aufgrund der gestiegenen Strompreise ist trotz sinkendem EE-Förderbedarf ein Anstieg der Gesamtkosten (+2,3 % bis +2,4 %) zu beobachten.

Im Alternativfall III (ETS only) führt der höhere CO₂-Preis zu einem deutlich höheren EE-Ausbau (+3,6 bis +4,0 %), da in diesem Szenario dieser den Hauptanreiz für die Wettbewerbsfähigkeit der EE-Anlagen darstellt. Als Folge der gestiegenen Strompreise resultiert auch ein geringfügiges Absinken des

Förderbedarfs (und die aus Endkundensicht relevanten Gesamtkosten steigen jedoch auch in den „ETS only“ Szenarien (+2,1 % bis 2,2 %)).

- Eine künftig fortwährende **niedrige Renditenerwartung** führt im Vergleich zu einer Referenzwelt mittlerer Renditenerwartung zu einem späteren Auslaufen des Anlagenbestands bzw. zu einem geringfügig erhöhten Ausgangswert im Basisjahr 2020, was den für die EE-Zielerreichung 2030 erforderlichen Zubau im Basisfall (gleitende Marktprämie) und im Alternativfall II (Grünstromzertifikats-handel) deutlich mindert. Die größte Wirkung auf den künftigen EE-Ausbau ist jedoch im Alternativfall III ohne dezidierte Förderanreize (ETS only) zu beobachten, da hier die Wirtschaftlichkeit der EE-Anlagen deutlich erhöht wird und es so zu einem verstärkten Ausbau aller EE-Technologien kommt (+8,7 %).

Als Folge der verbesserten Wirtschaftlichkeit neuer EE-Anlagen, aber auch als Folge des verminderten Ausbaubedarfs kommt es zu einer Minderung des EE-Förderbedarfs im Falle dezidierter EE-Förderung (-2,8 % bis -3,3 %, je nach untersuchtem Instrument – Basisfall bzw. Alternativfall II (Grünstromzertifikats-handel)). Ein Blick auf die Gesamtkostenbelastung (ohne Steuern und Netzentgelte) zeigt ebenso ein Absinken dieser (-1,1 % bis 1,3 %). Betrachtet man hingegen die „ETS only“ Welt, also den Alternativfall III, so ist hier aufgrund der verbesserten Wirtschaftlichkeit auch von Bestandsanlagen ein leichter Anstieg der erforderlichen Fördervolumina beobachtbar (+0,3 %), während die Gesamtkostenbelastung nahezu unverändert bleibt (+0,1 %).

- Perspektivisch wird im Regelfall eine steigende Stromnachfrage unterstellt, wobei ein stärkerer Anstieg erst in den Jahren nach 2030 erwartet wird. Unterstellt man hingegen eine vergleichsweise **niedrige Stromnachfrage**, bleibt folgerichtig auch der künftige EE-Ausbau auf einem niedrigeren Niveau. Gleichzeitig sinkt auch der durchschnittliche Strompreis, was generell die Wettbewerbsfähigkeit von EE-Anlagen senkt und im Alternativfall III (ETS only) zu einem deutlich geringeren EE-Ausbau führt (-8,0 %).

Ein Blick auf den resultierenden EE-Förderbedarf zeigt im Falle dezidierter EE-Förderung, d. h. im Basisfall (gleitende Marktprämie) und im Alternativfall II (Grünstromzertifikats-handel), dass die kostensenkenden Effekte, also der geringere Zubau an EE-Anlagen, aber überwiegen und somit die kostentreibenden Effekte (z. B. niedrigeres Strompreisniveau) kompensieren. Es resultiert eine Reduktion des mittleren (2021 bis 2030) jährlichen Förderbedarfs (-1,6 % bis -1,8 %) und auch die absoluten Gesamtkosten sinken (-2,6 % bis -2,7 %), in spezifischer Form aufgrund der verminderten Nachfrage aber um lediglich rund 1 %.

Ein etwas abweichendes Bild zeigt sich für den Fall „ETS only“ (Alternativfall III): Hier kommt es zu einem deutlichen Anstieg des Förderbedarfs (+7,5 %); dies ist auf die Bestandsanlagen als Folge der gesunkenen Strompreise zurückzuführen. Die Gesamtkosten sinken allerdings, ebenso als Folge der niedrigeren Strompreise und der geringeren Nachfrage, um 7,9 % absolut und um 4,6 % in spezifischer Form.

5 Gesamtfazit und Empfehlungen

Der eingangs in Kapitel 2 gewährte **Blick auf die historische und erwartete künftige Kostenentwicklung (erneuerbarer) Energietechnologien** gibt erste Hinweise zur mittel- und langfristigen Notwendigkeit von Förderung für EE im Stromsektor. So wurde aufgezeigt, dass die erneuerbaren Energien bereits heute kostengünstiger sind als einige konventionelle Stromerzeugungstechnologien. In der Zukunft wird sich dieser Trend noch verstärken.

Dies allein begründet jedoch noch kein Auslaufen der EE-Förderung. Weitere Faktoren sind in diesem Zusammenhang zu beachten:

- die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Kostenentwicklungen
- die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung der Markterlöse
- die Wechselwirkungen zwischen Risiken und Finanzierungs- sowie Stromgestehungskosten
- die Entwicklung der allgemeinen Rahmenbedingungen im Energiesystem (bspw. zentral vs. dezentral etc.)

In Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurde detaillierter diskutiert, unter welchen Rahmenbedingungen ein Auslaufen der Förderung möglich und sinnvoll ist bzw. wie eine zukünftig sinnvolle Ausgestaltung der EE-Förderung aussehen könnte. Die Analyse ist unterteilt in einen qualitativen (Kapitel 3) und einen quantitativen Abschnitt (Kapitel 4).

Im Rahmen der **qualitativen Betrachtung** (Kapitel 3) wurde **eine breite Palette an unterschiedlichen Szenarien im Detail argumentativ analysiert**, um eine möglichst große Bandbreite von zukünftigen Entwicklungen bei den erneuerbaren Energien im Stromsektor zu untersuchen. Aus der Analyse lassen sich folgende Schlussfolgerungen und Empfehlungen entwickeln.

- Derzeit befindet sich das System im Szenario der Partiellen Marktintegration. In der Vergangenheit wurde das Fördersystem für EE stets so weiterentwickelt, dass der Grad der Marktintegration und die wettbewerblichen Komponenten an Bedeutung gewonnen haben. Obwohl die vollständige Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien im Stromsektor auch langfristig unsicher ist (zumindest bei der derzeitigen Gestaltung der Strommärkte), zeigen die Entwicklungen von Stromgestehungskosten und Marktwerten, dass das Erreichen des Szenarios Vollständige Marktintegration eine reale Möglichkeit darstellt. Im Szenario Partielle Marktintegration muss dennoch, wie bisher auch, stets eine Abwägung zwischen den Zusatzkosten einer Übertragung von Risiken auf die Anlagenbetreiber und den potenziell damit einhergehenden Ersparnissen aufgrund einer produktiveren Bewirtschaftung dieser Risiken stattfinden. Mittelfristig könnte das Szenario Partielle Marktintegration bzw. Vollständige Marktintegration auch durch das Szenario Erfolgreiche dezentrale Geschäftsmodelle ergänzt werden, das zumindest für einen Teil der EE relevant sein kann.
- Vor diesem Hintergrund empfehlen wir die folgenden Anpassungen bzw. Ergänzungen der Förderung für EE im Stromsektor:
 - Die gleitende Prämie sollte als Art der Auszahlung beibehalten werden, ggf. könnte eine Umstellung auf einen jährlichen Referenzzeitraum erfolgen. Mittelfristig könnte auch eine Umstellung auf eine technologieübergreifende Förderung sinnvoll sein, wobei die Details bei der Ausgestaltung der Ausschreibung zu beachten sind.
 - Gleichzeitig sollen Voraussetzungen für die vollständige Marktintegration und dezentrale Geschäftsmodelle geschaffen werden.
 - Bzgl. der vollständigen Marktintegration umfasst dies den Erhalt und die Verstärkung von Anreizen zu Nachfrageflexibilisierung, Netzausbau und Sektorkopplung, die Schaffung angemessener CO₂-Preise (im EU-ETS und außerhalb), die erweiterte Nutzung von ggf. differenzierten

Herkunftsnachweisen, damit der Wert von Grünstrom berücksichtigt werden kann und die Gestaltung der Rahmenbedingungen zur (marktlichen) Risikoabsicherung, wie bspw. PPAs.

- Mit Bezug auf die dezentralen Geschäftsmodelle sind unter anderem ein Fortschreiten der Digitalisierung oder die Vereinfachung der Administration von Plattformen etc. notwendig. Allerdings sollte gleichzeitig ein Bewusstsein für die Problematik impliziter Förderung (bspw. Eigenversorgungsprivilegien) geschaffen werden; die Förderung dezentraler Modelle könnte ggf. eher explizit ausgestaltet werden (falls von der Bevölkerung gewünscht und sozial sinnvoll ausgestaltet).

Durch die hier genannten Maßnahmen sollten Entwicklungen in Richtung der Szenarien Zentrale Planung und Kommunalszenario möglichst vermieden werden.

In der nachfolgenden **quantitativen Analyse** (Kapitel 4) wurde auf Basis detaillierter Modellierung des Stromsystems und der hierin mit Fokus auf EE unterstellten energiepolitischen Eingriffe **eine Analyse des künftigen Förderbedarfs für EE im Stromsektor Deutschlands durchgeführt**. Ein *Vergleich des Förderbedarfs in Abhängigkeit der unterstellten Förderpolitik, konkret der zugrundeliegenden Förderinstrumente, bildete hierbei das Herzstück der Analyse*. Folgende zentrale Erkenntnisse wurden hieraus gewonnen:

Der *Instrumentenvergleich auf Basis der Ergebnisse zum Förderbedarf* zeigt, dass der niedrigste EE-Förderbedarf erwartungsgemäß im Szenario „ETS only“ (Alternativfall III) auftritt, da hierin ein Auslaufen jeglicher Förderungen für neue EE-Anlagen nach 2020 unterstellt wird. Ein rapides Absinken des Förderbedarfs in den Jahren nach 2020 ist hierbei zu beobachten und ein gänzlich Auslaufen der monetären Unterstützungen für EE-Bestandsanlagen kurz nach 2035 zu erwarten. Dies geht allerdings auf Kosten eines deutlich verminderten EE-Ausbaus (50,8 % EE-Anteil 2030 im Vergleich zu 65 % gemäß Zielvorgabe).

Im Vergleich zu heute ist bei allen analysierten Szenarien in der kommenden Dekade ein deutlicher Rückgang der erforderlichen Unterstützungsvolumina zu beobachten – so kann selbst im Falle einer Fortführung dezidierteter Förderung von EE-Neuanlagen bis 2030 ein Absinken auf weniger als die Hälfte des Ausgangswerts im Jahr 2020 unter den unterstellten Rahmenbedingungen erreicht werden. Vergleicht man den Förderbedarf jener Szenarien mit proaktiver EE-Förderung auch nach 2020 untereinander, so sind auf den ersten Blick nur vergleichsweise geringe Unterschiede beobachtbar. Dies ist bedingt durch den hohen Anteil der Fördervolumina für EE-Bestandsanlagen (mit Errichtung bis 2020 gemäß bestehendem Förderschema). Bestandsanlagen zeichnen sich beispielsweise im Basisfall einer Beibehaltung dezidierteter Förderanreize mittels einer gleitenden Marktprämie für rund 82 % des gesamten mittleren jährlichen Förderbedarfs der kommenden Dekade (2021 bis 2030) verantwortlich. Die Restmenge, im Basisfall also 18 % des Gesamtbedarfs, kommt somit künftig (nach 2020) neu zu errichtenden EE-Anlagen im Stromsektor zu Gute.

Vergleicht man folglich lediglich den Förderbedarf, der Neuanlagen gewidmet ist, so werden die Unterschiede zwischen den untersuchten Förderinstrumenten deutlicher:

- Am kostengünstigen unter den untersuchten Instrumenten erscheint die grundsätzliche Beibehaltung des bestehenden Fördersystems, also die Förderung mittels gleitender Marktprämien, verknüpft mit Ausschreibungen zur Mengenbegrenzung und Preisfestlegung.
- Ein rund 10 % höherer Förderbedarf für EE-Neuanlagen ist im Falle der Einführung einer fixen anstelle der gleitenden Marktprämie aufgrund der höheren Risikoaufschläge zu erwarten (Alternativfall I).
- Ein rund 13 % höherer Förderbedarf als im Basisfall wäre bei Umstieg auf ein technologieneutrales Förderregime auf Basis handelbarer Grünstromzertifikate (Alternativfall II) zu erwarten.

Der durchgeführte Instrumentenvergleich des EE-Förderbedarfs liefert zentrale Erkenntnisse zu den erforderlichen Unterstützungsvolumina bzw. den Zahlungen von den Stromverbrauchern zu den EE-Stromerzeugern. Hiermit zeigt sich jedoch noch keineswegs das Gesamtbild hinsichtlich der Kostenbe-

lastung der Stromkunden. Ein *Versuch einer umfassenderen Bewertung der Auswirkungen auf die energiebezogenen Ausgaben der Endkunden*, welche in direkter Form von der Wahl des künftigen EE-Förderregimes beeinflusst werden, erweitert den Kostenvergleich um die Ausgaben für Strombezug, beispielhaft durchgeführt auf Basis der Großhandelsstrompreise (bzw. deren Veränderung). Nicht berücksichtigt werden hierbei allerdings Steuern und Netzentgelte.

Dieser umfassende Vergleich beeinflusst im Wesentlichen das Ranking des Szenarios „ETS only“ (Alternativfall III). Berücksichtigt man die Veränderung des Strompreisgefüges mit, was im besagten Fall zu einer deutlichen Erhöhung der kundenseitigen Kostenbelastung führt, so verschiebt sich die relative Reihung: „ETS only“ erscheint nun als aus Endkundensicht teuerste Variante (+2,9 % im Vergleich zum Basisfall), während die Reihung der anderen betrachteten Instrumente unbeeinflusst bleibt. Grund hierfür ist die deutliche Erhöhung der Großhandelsstrompreise im Szenario „ETS only“ im Szenarienvergleich, bedingt durch den geringeren Anteil geförderten EE-Stroms, der zu vergleichsweise niedrigen Preisen, welche die Grenzkosten der EE-Anlagen widerspiegeln, angeboten werden kann.

Ergänzend zum Instrumentenvergleich wurden *umfassende Sensitivitätsanalysen* durchgeführt, welche den Einfluss wesentlicher Einflussparameter auf den resultierenden Förderbedarf aufzeigen. Folgende zentrale Erkenntnisse wurden hieraus gewonnen:

- Ein *Wegfall von Eigenverbrauchsprivilegien* senkt die finanzielle Wettbewerbsfähigkeit dezentraler Photovoltaikanlagen und führt zu einer Veränderung des Marktgefüges und des resultierenden Technologiemix. Es resultiert ein deutlicher Anstieg des Förderbedarfs sowie der ermittelten Gesamtkostenbelastung der Stromverbraucher.
- Ein weiterer wichtiger Parameter für den resultierenden Förderbedarf ist der *CO₂-Preis* bzw. dessen künftige Entwicklung. Höhere CO₂-Preise bedingen generell ein Absinken des EE-Förderbedarfs. Ein Blick auf die aus Endkundensicht relevanten Gesamtkosten zeigt aber ein anderes Bild – aufgrund der gestiegenen Strompreise ist trotz sinkendem EE-Förderbedarf ein Anstieg der Gesamtkosten zu beobachten.
- Eine künftig fortwährende *niedrige Renditenerwartung* führt im Vergleich zu einer Referenzwelt mittlerer Renditenerwartung zu einem späteren Auslaufen des Anlagenbestands bzw. zu einem geringfügig erhöhten Ausgangswert im Basisjahr 2020, was den für die EE-Zielerreichung 2030 erforderlichen Zubau mindert. Als Folge der verbesserten Wirtschaftlichkeit neuer EE-Anlagen, aber auch als Folge des verminderten Ausbaubedarfs kommt es dann zu einer Minderung des EE-Förderbedarfs im Falle dezidierter EE-Förderung sowie der Gesamtkostenbelastung seitens der Stromverbraucher.
- Eine *niedrige Stromnachfrage*, führt auch zu einem geringeren EE-Ausbau. Gleichzeitig sinkt auch der durchschnittliche Strompreis, was generell die Wettbewerbsfähigkeit von EE-Anlagen senkt. Ein Blick auf den resultierenden EE-Förderbedarf zeigt im Falle dezidierter EE-Förderung, d. h. im Basisfall (gleitende Marktprämie) und im Alternativfall II (Grünstromzertifikatshandel), dass die kostensenkenden Effekte, also der geringere Zubau an EE-Anlagen, aber überwiegen und somit die kostentreibenden Effekte (z. B. niedrigeres Strompreisniveau) kompensieren. Es resultiert eine Reduktion des Förderbedarfs und auch die absoluten Gesamtkosten sinken, in spezifischer Form aufgrund der verminderten Nachfrage aber geringer.

Die Ergebnisse der quantitativen Analyse bestätigen im Fazit die aus den qualitativen Betrachtungen gewonnenen Erkenntnisse und Empfehlungen. Auch hier lässt sich als Empfehlung ableiten, dass eine grundsätzliche Fortführung der bestehenden Förderregelung, also die Förderung des künftigen Ausbaus erneuerbarer Stromtechnologien auf Basis gleitender Marktprämien mit wettbewerblicher Preisbestimmung, sinnvoll erscheint. Ein Auslaufen jeglicher Förderanreize erscheint deutlich verfrüht, da so weder energiepolitische Ziele erreicht werden könnten, noch die Gesamtkostenbelastung der Endkunden gesenkt würde.

6 Literatur

- Bernath, Ch., Deac, G., Sensfuß, F., 2019a. Modellbasierte Analyse der Auswirkung von Sektorkopplung auf die Marktwerte erneuerbarer Energien. 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.
https://iewt2019.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/abstract/286/286_abstract_20190129_164346.pdf
- Bernath Ch., Deac G., Sensfuss F., 2019b. Analyserahmen AP7 zur Marktfähigkeit der Erneuerbaren Energien im Stromsektor, im Rahmen der Leitstudie Strom des BMWi. Karlsruhe, 2019.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019. Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes (NECP). BMWi, 04.01.2019.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html>, abgerufen am 03.06.2019
- CDU, CSU und SPD, 2018. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 19. Legislaturperiode, "Ein neuer Aufbruch für Europa Eine neue Dynamik für Deutschland Ein neuer Zusammenhalt für unser Land", Berlin, 12. März 2018
- Europäische Kommission, 2016. EU Energie, Verkehr und THG Emissionstrends bis 2050: Referenz Szenario. Basierend auf Modellierungsarbeiten seitens der Technischen Universität Athen (NTUA) unter Anwendung des PRIMES Modells, erstellt im Auftrag der Europäischen Kommission. Brüssel, 2016.
- Internationale Energieagentur, 2017. World Energy Outlook. IEA/OECD, Paris, Frankreich, 2017.
- IRENA, 2019: Renewable Power Generation Costs in 2018. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf
- ISE, 2018: Stromgestehungskosten erneuerbare Energie.
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2010_ISE_110706_Stromgestehungskosten_mit%20DB_CKost.pdf
- Lazard, 2018: Lazard's levelized cost of energy analysis – version 12.0,
<https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>
- Münster, M., 2019. Energy system models. Balmorel Course Presentation during the spring balmorel course 2019. Copenhagen: Energy System Analysis Group. Systems Analysis Division. DTU Management Engineering.
- Prognos (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050: Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030 (10. März 2020),
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- Resch G., A. Ortner, L. Liebmann, S. Busch, M. Welisch, A. Hiesl, J. Geipel. towards2030-dialogue - a quantitative assessment of RES policy pathways and 2030 RES targets. Bericht auf Arbeitspaketebene im Rahmen der EU Studie towards2030-dialogue, mit finanzieller Unterstützung der Europäischen Kommission, EASME im Rahmen des "Intelligent Energy Europe" Programms. TU Wien, Energy Economics Group, Wien, Österreich, Juli 2017.
www.towards2030.eu.

Wiese, F., Bramstoft, R., Koduvere, H., Pizarro Alonso, A., Balyk, O., Kirkerud, J. G., ... Ravn, H., 2018.
Balmorel open source energy system model. *Energy Strategy Reviews*, 20, 26–34.
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.01.003>

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Aktuelle Stromgestehungskosten für erneuerbare und konventionelle Technologien in Deutschland, Quelle: Fraunhofer ISE (2018).....	8
Abbildung 2:	Prognose für die Entwicklung der Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien sowie konventionelle Kraftwerke in Deutschland bis 2035.....	9
Abbildung 3:	Marktwerte von EE-Anlagen in 2050 bei unterschiedlicher Systemflexibilität (Quelle: Bernath et al. 2019a).....	11
Abbildung 4:	Auswirkungen der Finanzierungskosten (WACC) auf die Stromgestehungskosten einer beispielhaften PV-Anlage (Investition 1000 €/kW, 1000 Volllaststunden, 3 %/Jahr Instandhaltungskosten).....	12
Abbildung 5:	Szenarien für ein langfristiges Stromsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien.....	15
Abbildung 6:	Schematische Darstellung von Marktwertentwicklung und Stromgestehungskosten für verschiedene Technologien.....	17
Abbildung 7:	Auswirkung von Situation mit Marktwerten über LCOE auf Gebotswerte bei gleitender Prämie	26
Abbildung 8:	Preisbildung am Strommarkt bei nicht-elastischer Nachfrage.....	38
Abbildung 9:	Preisbildung am Strommarkt bei elastischer Nachfrage.....	39
Abbildung 10:	Schematische Darstellung der Stromlieferbeziehungen im Kommunalszenario	49
Abbildung 11:	Schematische Darstellung der Funktionsweise des Simulationsmodells Green-X	55
Abbildung 12:	Kernstruktur des Balmorel Modells (<i>Wiese et al., 2018</i>).....	56
Abbildung 13:	Input- und Outputdaten des Stromsystemmodells Balmorel.....	57
Abbildung 14:	Kopplung der Modelle Green-X und Balmorel	58
Abbildung 15:	Preistrends für fossile Energieträger sowie CO ₂ Emissionsrechte (am EU ETS) (Quelle: IEA, 2017; EK, 2016 sowie eigene Analysen)	65
Abbildung 16:	Szenarien zur Entwicklung der Bruttostromnachfrage (Quelle: BMWI, 2019 bzw. Fraunhofer ISI, 2019)	66
Abbildung 17:	Verlauf des künftigen EE-Anteils am Bruttostromverbrauch (links) sowie EE-Technologiemix 2030 (rechts) im Szenarienvergleich (gemäß Instrumentenvergleich, d. h. in Abhängigkeit des Förderregimes) (Quelle: Green-X)	71
Abbildung 18:	Technologiespezifische Stromerzeugung aus EE im Jahr 2030 im umfassenden Szenarienvergleich (Quelle: Green-X).....	73
Abbildung 19:	Der resultierende Förderbedarf in Abhängigkeit des Förderregimes (für EE-Neuanlagen) – gesamt, im zeitlichen Verlauf bis 2050 (links) bzw. aufgeschlüsselt nach Technologien und Errichtung im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 (rechts) (Quelle: Green-X)	79
Abbildung 20:	Die Gesamtkosten (ohne Steuern und Netzgebühren) des Strombezugs aus Endkundensicht in Abhängigkeit des Förderregimes – in absoluter Höhe, aufgeschlüsselt nach Kategorie im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 (links) bzw. in spezifischer Form (je MWh) (rechts) (Quelle: Green-X)	82

Abbildung 21:	Der jährliche mittlere (2021 bis 2030) EE-Förderbedarf im umfassenden Szenarienvergleich (Quelle: Green-X)	97
Abbildung 22:	Mittlere (2021 bis 2020) jährliche Gesamtkosten (ohne Steuern und Netzentgelte) des Strombezugs aus Endkundensicht im umfassenden Szenarienvergleich (Quelle: Green-X)	98
Abbildung 23:	Mittlere (2021 bis 2020) spezifische Gesamtkosten (ohne Steuern und Netzentgelte) des Strombezugs aus Endkundensicht im umfassenden Szenarienvergleich (Quelle: Green-X)	99

8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Überblick über analysierte Instrumentenbündel.....	19
Tabelle 2:	Überblick über genutzte Bewertungskriterien	20
Tabelle 3:	Gebotshöhe, wenn Marktwerte teilweise über Stromgestehungskosten	25
Tabelle 4:	Bewertung der einzelnen Förderinstrumente.....	27
Tabelle 5:	Modellcharakteristika von Balmorel (adaptiert nach (Münster, 2019)).....	57
Tabelle 6:	Szenarienüberblick: Untersuchte Themenblöcke.....	59
Tabelle 7:	Zentrale Parameter und deren Variation bei den untersuchten Szenarien.....	60
Tabelle 8:	Entwicklung der spezifischen Investitionskosten ausgewählter EE-Technologien (exemplarisch dargestellt für das Szenario „Gleitende Marktprämie, mittlere CO ₂ - Preise und Eigenverbrauchsprivilegien“) (Quelle: Green-X).....	67
Tabelle 9:	Übersicht der im Rahmen der Stromsystemmodellierung (Balmorel) betrachteten Szenarien.....	69
Tabelle 10	Kernannahmen der Stromsystemmodellierung für die Jahre 2020, 2030 und 2050	70
Tabelle 11:	Übersicht zu Strompreisen und Marktwerten in Deutschland in den Jahren 2020, 2030 und 2050 gemäß der im Zuge der Stromsystemmodellierung untersuchten Szenarien (Quelle: Balmorel)	76
Tabelle 12:	Definition der Kernszenarien (hinsichtlich des Vergleichs der Förderinstrumente).....	78
Tabelle 13:	Zentrale Ergebnisse der Kernszenarien des Vergleichs der künftig für den EE-Ausbau relevanten Förderinstrumente	80
Tabelle 14:	Definition der Szenarien des Themenblocks „Instrumentenvergleich bei Wegfall von Eigenverbrauchsprivilegien“	84
Tabelle 15:	Definition der Szenarien des Themenblocks „Einfluss hoher CO ₂ -Preise“	85
Tabelle 16:	Definition der Szenarien des Themenblocks „Einfluss niedriger Renditenerwartung“ .	86
Tabelle 17:	Definition der Szenarien des Themenblocks „Einfluss niedriger Stromnachfrage“	87
Tabelle 18:	Zentrale Ergebnisse zum Themenblock „Instrumentenvergleich bei Wegfall von Eigenverbrauchsprivilegien“	89
Tabelle 19:	Zentrale Ergebnisse zum Themenblock „Einfluss hoher CO ₂ -Preise“	92
Tabelle 20:	Zentrale Ergebnisse zum Themenblock „Instrumentenvergleich bei niedriger Renditenerwartung“	94
Tabelle 21:	Zentrale Ergebnisse zum Themenblock „Instrumentenvergleich bei niedriger Stromnachfrage“	96