



## Endbericht

# Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien

*Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi)*

Köln/Aachen, 23.06.2010

## Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung .....	1
2	Hintergrund und Aufgabenstellung .....	5
3	Analyse der zukünftigen Integrationsanforderungen Erneuerbarer Energien .....	8
3.1	Sichere Deckung der saisonalen Höchstlast .....	10
3.2	Entwicklung der Struktur der residualen Lastdauerlinie .....	11
3.3	Ausgleich von Bilanzungleichgewichten .....	15
3.4	Netzauslegung und Netzkosten .....	17
3.5	Lokale Systemdienstleistungen .....	18
3.6	Integrationsanforderungen durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien und Ziele der Verordnungsermächtigung .....	21
4	Potentiale für eine optimierte Integration Erneuerbarer Energien .....	25
4.1	Analyse der bestehenden Potentiale .....	25
4.2	Analyse der zukünftigen Potentiale .....	30
4.3	Möglicher Beitrag der Erneuerbaren Energien .....	38
4.4	Zusammenfassender Überblick über die Integrationsanforderungen und - potenziale .....	47
5	Ausgestaltung des Marktprämienmodells und des Kombikraftwerksbonus .....	49
5.1	Ausgestaltung des Marktprämienmodells .....	49
5.2	Ausgestaltung des Kombikraftwerksbonus .....	52
6	Analyse der Modellvorschläge .....	57
6.1	Methodik .....	57
6.2	Analyse des Marktprämienmodells bei separater Umsetzung .....	65
6.3	Analyse des Kombikraftwerksbonus bei separater Umsetzung .....	77
6.4	Wechselwirkungen bei paralleler Umsetzung der beiden Modelle .....	88
6.5	Zusammenfassende Bewertung des Marktprämienmodells und des Kombikraftwerksbonus .....	93
7	Verbesserungsvorschläge und alternative Lösungsansätze für die Markt- und Netzintegration .....	97
7.1	Verbesserungsvorschläge im Rahmen der diskutierten Modelle .....	97
7.2	EEG-Anlagen und Bereitstellung von Systemdienstleistungen .....	104
7.3	Förderung von Speichertechnologien .....	109
8	Fazit .....	112

9	Literaturverzeichnis.....	115
Anhang A:	Energiewirtschaftliche Rahmendaten.....	117
A.1	Kapazitätsentwicklung.....	117
A.2	Energieerzeugung.....	119
A.3	Großhandelspreise.....	121
Anhang B:	Modellbeschreibung Elektrizitätsmarktmodell.....	123
B.1	Modellierung von kurz- und mittelfristigen Aspekten.....	123
B.2	Modellierung von langfristigen Aspekten.....	127
B.3	Grundstruktur des Modells und modularer Aufbau.....	128
Anhang C:	Modellbeschreibung Erneuerbare Energien-Modell.....	131

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Typischer Lastverlauf in einer Winter- und einer Sommerwoche in Deutschland .....	12
Abbildung 3-2: Einsatz der Kraftwerke nach Technologien zur residualen Lastdeckung.....	13
Abbildung 3-3: Beispiel Lastdauerlinie und residuale Lastdauerlinie 2020 bei 30 % Erneuerbare Energien .....	13
Abbildung 3-4: Erforderliche Grund-, Mittel- und Spitzenlast auf Basis der Lastdauerkurve und der residualen Lastdauerkurve – Leistung & Energie.....	14
Abbildung 5-1: Erlösbestandteile des EE-Betreibers beim Marktprämienmodell.....	50
Abbildung 5-2: Bestimmung der Residualen Last sowie Ermittlung von HRL- und NRL-Zeiten .....	54
Abbildung 6-1: Methodik zur Bestimmung des monatlichen Inanspruchnahmepotenzials, der Förderkosten und der Einspeisestruktur bei Wahl des Fördersystems.....	59
Abbildung 6-2: Vergleich der Strompreise zwischen Marktprämienmodell und derzeit bestehendem EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption) in 2020 .....	76
Abbildung 6-3: Vergleich der Strompreise zwischen Kombikraftwerksbonus und derzeit bestehendem EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption) in 2020 .....	87
Abbildung 6-4: Vergleich der Strompreise zwischen paralleler Umsetzung des Marktprämienmodells/Kombikraftwerksbonus und dem derzeitigen EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption) in 2020.....	93
Abbildung B-1: Einfaches 'merit order'-Modell .....	124
Abbildung B-2: 'merit order'-Modell für den Fall zweier integrierter Märkte.....	125
Abbildung B-3: 'merit order'-Modell mit zwei nicht integrierten Teilmärkten.....	125
Abbildung B-4: Modellstruktur.....	128
Abbildung B-5: Kern-, Modell- und Satellitenregionen.....	129
Abbildung C-1: Modellstruktur Erneuerbare Energien Modell mit In- und Outputs .....	131

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	EEG-Stromerzeugung und Bruttovergütungen im Jahr 2008 entsprechend der EEG-Anlagendatenbank der r2b energy consulting.....	45
Tabelle 4-2:	Annahmen zur Entwicklung der installierten Kapazität Erneuerbarer Energien entsprechend ihres Integrationspotenzials .....	46
Tabelle 4-3:	Vergleich der Potentiale und der Integrationsanforderungen für eine optimierte Integration Erneuerbarer Energien .....	48
Tabelle 5-1:	Parameter im Marktprämienmodell für das Jahr 2009 .....	51
Tabelle 5-2:	Technologiekomponente des Kombikraftwerksbonus.....	55
Tabelle 6-1:	Inanspruchnahmepotenzial des Marktprämienmodells .....	70
Tabelle 6-2:	Veränderung des Profilmfaktors der EE-Technologien im Marktprämienmodell gegenüber derzeitigem EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	71
Tabelle 6-3:	Zusätzliche Nettoförderkosten des Marktprämienmodells im Vergleich zum derzeit bestehenden EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	73
Tabelle 6-4:	durchschnittliche stündliche Einspeiseverlagerung im Marktprämienmodell gegenüber dem derzeit bestehenden EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption) .....	74
Tabelle 6-5:	Zusätzlicher monetärer Nutzen des Marktprämienmodells im Vergleich zum derzeit bestehenden EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	75
Tabelle 6-6:	Inanspruchnahmepotenzial des Kombikraftwerksbonus .....	84
Tabelle 6-7:	Veränderung des Profilmfaktors der EE-Technologien im Kombikraftwerksbonus gegenüber derzeitigem EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	85
Tabelle 6-8:	Zusätzliche Nettoförderkosten des Kombikraftwerksbonus im Vergleich zum derzeit bestehenden EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	85
Tabelle 6-9:	durchschnittliche stündliche Einspeiseverlagerung im Kombikraftwerksbonus gegenüber dem derzeit bestehenden EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption) .....	86
Tabelle 6-10:	Zusätzlicher monetäre Nutzen des Kombikraftwerksbonus im Vergleich zum derzeit bestehenden EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	87

Tabelle 6-11:	Inanspruchnahmepotenzial bei paralleler Umsetzung des Marktprämienmodells und des Kombikraftwerksbonus.....	90
Tabelle 6-12:	Veränderung des Profilmfaktors der EE-Technologien bei paralleler Umsetzung des Marktprämienmodells und des Kombikraftwerksbonus gegenüber derzeitigem EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	90
Tabelle 6-13:	Zusätzliche Nettoförderkosten bei paralleler Umsetzung des Marktprämienmodells und des Kombikraftwerksbonus im Vergleich zum derzeit bestehenden EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	91
Tabelle 6-14:	durchschnittliche stündliche Einspeiseverlagerung bei paralleler Umsetzung des Marktprämienmodells und des Kombikraftwerksbonus gegenüber dem derzeit bestehenden EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	92
Tabelle 6-15:	Zusätzlicher monetäre Nutzen bei paralleler Umsetzung des Marktprämienmodells und des kombikraftwerksbonus im Vergleich zum derzeit bestehenden EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	92
Tabelle 6-16:	Zusammenfassende Bewertung des Marktprämienmodells und des Kombikraftwerksbonus .....	95
Tabelle 7-1:	Inanspruchnahmepotenzial bei modifizierter Ausgestaltung des Marktprämienmodells (Beschränkung auf disponible EEG-Anlagen) .....	99
Tabelle 7-2:	Veränderung des Profilmfaktors der EE-Technologien bei modifizierter Ausgestaltung des Marktprämienmodells (Beschränkung auf disponible EEG-Anlagen) gegenüber derzeitigem EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	100
Tabelle 7-3:	Zusätzliche Nettoförderkosten bei modifizierter Ausgestaltung des Marktprämienmodells (Beschränkung auf disponible EEG-Anlagen) im Vergleich zum derzeit bestehenden EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	101
Tabelle 7-4:	Zusätzlicher monetäre Nutzen bei modifizierter Ausgestaltung des Marktprämienmodells im (Beschränkung auf disponible EEG-Anlagen) Vergleich zum derzeit bestehenden EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	101
Tabelle A-1:	Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten – EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	117
Tabelle A-2:	Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten – Alle Modelle.....	117
Tabelle A-3:	Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten – EEG und Marktprämienmodell .....	117

Tabelle A-4:	Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten – EEG und Kombikraftwerksbonus .....	118
Tabelle A-5:	Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten – EEG und Modifiziertes Marktprämienmodell .....	118
Tabelle A-6:	Entwicklung der Stromerzeugung – EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	119
Tabelle A-7:	Entwicklung der Stromerzeugung – Alle Modelle.....	119
Tabelle A-8:	Entwicklung der Stromerzeugung – EEG und Marktprämienmodell .....	120
Tabelle A-9:	Entwicklung der Stromerzeugung – EEG und Kombikraftwerksbonus.....	120
Tabelle A-10:	Entwicklung der Stromerzeugung – EEG und Modifiziertes Marktprämienmodell .....	121
Tabelle A-11:	Entwicklung der Großhandelsstrompreise – EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktungsoption).....	121
Tabelle A-12:	Entwicklung der Großhandelsstrompreise – Alle Modelle .....	121
Tabelle A-13:	Entwicklung der Großhandelsstrompreise – EEG und Marktprämienmodell ...	122
Tabelle A-14:	Entwicklung der Großhandelsstrompreise – EEG und Kombikraftwerksbonus .....	122
Tabelle A-15:	Entwicklung der Großhandelsstrompreise – EEG und Modifiziertes Marktprämienmodell .....	122

# 1 Kurzfassung

## Hintergrund der Untersuchung

Die Integration der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien (EE) ins Elektrizitätsversorgungssystem stellt aufgrund des starken Anlagenzubaues zunehmend eine technische Herausforderung dar. Zudem ist Einspeisung aus EEG-Anlagen bislang praktisch nicht in den Strommarkt integriert. Die Förderung der Erneuerbaren Energien in Deutschland setzt beispielsweise derzeit keine Anreize für eine bedarfsgerechte Einspeisung und für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen. Um Integrationspotenziale in diesen Bereichen nutzen zu können, soll im Rahmen der Verordnungsermächtigung in § 64 Absatz 1 Nr. 6 EEG (2009) u. a. eine verbesserte Markt- und Netzintegration des Stroms aus Erneuerbaren Energien gewährleistet werden.

Diesbezüglich wurden seit 2007 durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter wissenschaftlicher Begleitung zwei Vorschläge für das Ausfüllen der Verordnungsermächtigung erarbeitet. Dies betrifft zum einen das sog. Marktprämienmodell mit dem Schwerpunkt auf der (alternativen) Vermarktung des EEG-Stroms auf dem Wettbewerbsmarkt unter Gewährung einer zusätzlichen Marktprämie (Bonuszahlung). Zum anderen wird der sog. Kombikraftwerksbonus (K-Bonus) vorgeschlagen, der eine bedarfsgerechte Einspeisung und netzentlastende Wirkung durch die Bildung virtueller Kombikraftwerke in regionaler Abgrenzung, im Gegensatz zum Marktprämienmodell aber keine direkte Anbindung an den Wettbewerbsmarkt vorsieht.

Die Arbeitsgemeinschaft bestehend aus r2b energy consulting und Consentec wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) beauftragt, die beiden genannten Modellvorschläge insbesondere hinsichtlich der im EEG definierten Ziele einer verbesserten Markt- und Netzintegration des EEG-Stroms zu analysieren und ggf. Verbesserungsvorschläge oder Alternativen aufzuzeigen.

## Integrationspotenziale der Erneuerbaren Energien

Die größten Potenziale zur Markt- und Netzintegration der Erneuerbaren Energien bestehen nicht bei den EE-Anlagen selbst, sondern in anderen Bereichen des Elektrizitätsversorgungssystems. So leisten insbesondere konventionelle Kraftwerke, Speichertechnologien und Netze derzeit den maßgeblichen Beitrag zur Integration. Das eigene Potenzial der Erneuerbaren Energien zu ihrer optimierten Integration ist im Vergleich dazu deutlich geringer. Es besteht insbesondere im Bereich der Regelleistungsvorhaltung sowie dem Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage. Während grundsätzlich alle Erneuerbaren Energien einen Beitrag zur Bereitstellung von Regelleistung und zur Verminderung von Regelleistungsvorhaltung leisten können, ist das ökonomisch sinnvolle Potenzial zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage weitgehend auf nicht dargebotsabhängige EE-Technologien beschränkt. Bzgl. der Vermeidung von Netzengpässen weisen Erneuerbare Energien kein wesentliches Integrationspotenzial auf.



## **Bewertung des Marktprämienmodells (bei vorgeschlagener Parametrierung)**

Im Hinblick auf die in der Verordnungsermächtigung genannten Ziele lässt sich festhalten, dass durch das Marktprämienmodell das Ziel einer bedarfsgerechten Einspeisung bezüglich des Ausgleichs von Stromangebot und -nachfrage für grundsätzlich steuerbare EEG-Anlagen wie Bioenergie, Laufwasserkraft mit Schwellbetrieb und Deponie-, Klär- und Grubengas erreicht werden kann. Für dargebotsabhängige EE-Technologien wie Windenergie, Fotovoltaik und Laufwasserkraft ohne Schwellbetrieb sowie für Geothermie mit sehr niedrigen variablen Kosten wird dieses Ziel jedoch allenfalls in geringem Umfang erreicht.

Das Marktprämienmodell kann keine umfangreiche gezielte netzentlastende Wirkung entfalten. Lediglich in den wenigen Stunden mit negativen Strompreisen kann das Übertragungsnetz aufgrund von Abschaltungen von EEG-Anlagen ggf. entlastet werden.

Die Marktintegration bzw. die Heranführung der Erneuerbaren Energien an den Markt werden durch das Marktprämienmodell in weiten Teilen gefördert. Positive Effekte können sich bspw. dadurch ergeben, dass die EE-Betreiber ihren erzeugten Strom eigenständig am Markt veräußern müssen und für eine erhöhte Fahrplantreue selbst verantwortlich sind. Dadurch können sich am Markt neue Organisationsstrukturen und Geschäftsmodelle bilden, was sich positiv auf den Bedarf an Regelleistung und -energie und somit auf die Gesamtkosten des Systems auswirken kann. Die Marktrisiken werden durch den Modellvorschlag jedoch weitestgehend eliminiert.

Der derzeit diskutierte Vorschlag des Marktprämienmodells in der vorgeschlagenen Parametrierung führt insgesamt allerdings zu hohen Mitnahmeeffekten für die EE-Betreiber. Auf Basis quantitativer, modellgestützter Analysen kann gezeigt werden, dass sich je nach Umfang der zukünftig anfallenden Ausgleichsenergiekosten die Nettoförderkosten für die EEG-Anlagen um 1,3 bis 2,1 Mrd. €<sub>2010</sub> im Jahr 2020 erhöhen würden. Das Marktprämienmodell ist jedoch auch mit einer Nutzensteigerung im konventionellen Stromerzeugungssystem verbunden. Durch die bedarfsgerechtere Einspeisung der Erneuerbaren Energien wird bspw. der Einsatz insbesondere teurer Gaskraftwerke durch günstigere Kohle- und Kernenergieverstromung substituiert. Außerdem reduzieren sich die An- und Abfahrvorgänge von konventionellen Kraftwerken und damit der durch diese Prozesse induzierte Brennstoffmeherverbrauch. Insgesamt können somit in 2020 Kosten im konventionellen Kraftwerkspark in Höhe von rund 670 Mio. €<sub>2010</sub> eingespart werden.

Mit der vorgeschlagenen Parametrierung kann die Einführung des Marktprämienmodells aufgrund der hohen Mitnahmeeffekte somit trotz positiver Nutzeneffekte nicht empfohlen werden. Weiter unten werden daher Möglichkeiten zu einer verbesserten Parametrierung diskutiert.

## **Bewertung des Kombikraftwerksbonus**

Das Ziel des Kombikraftwerksbonusmodells ist eine bedarfsgerechtere Einspeisung der EEG-Technologien mit Speichermöglichkeit bzw. von Kombinationen aus EEG-Anlagen und

Speichern. Die Analyse zeigt jedoch, dass das Modell des Kombikraftwerksbonus keine maßgeblichen Effekte zur bedarfsgerechten Einspeisung generieren kann. Die Einspeisung wird zwar grundsätzlich wie gewünscht von Zeiten niedriger in Zeiten mit hoher Nachfrage verschoben, jedoch in einem sehr geringen Ausmaß. Die quantitative Analyse der zusätzlichen Förderkosten durch das Modell des Kombikraftwerksbonusmodells im Vergleich zur bisherigen EEG-Förderung ergibt eine Erhöhung um 45 Mio. €<sub>2010</sub> im Jahr 2020. Der zusätzliche Nutzen durch verminderte Brennstoffkosten im konventionellen Kraftwerkspark beträgt 128 Mio. €<sub>2010</sub> in 2020.

Der methodische Ansatz des Kombikraftwerksbonus weist gegenüber dem Marktprämienmodell insgesamt deutliche Nachteile auf. Es stellt sich bspw. die Frage nach dem Sinn einer Förderung dezentraler, direkt an EEG-Anlagen gekoppelter Stromspeichertechnologien. Zum einen ist der – isoliert betrachtet – optimierte Einsatz solcher Subsysteme im Allgemeinen nicht optimal für das gesamte Versorgungssystem, und zum anderen sind sie derzeit in der Regel teurer als zentrale Speichertechnologien wie bspw. Pumpspeicherkraftwerke oder CAES-Anlagen in Kombination mit einem systemadäquaten Netzausbau.

Zudem werden im Gegensatz zum Marktprämienmodell die EE-Technologien beim Kombikraftwerksbonus nicht an den Markt herangeführt, da sie ihren Strom nicht eigenständig vermarkten müssen. Die damit einhergehenden Vorteile der Marktintegration entfallen somit.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass der Kombikraftwerksbonus keinen nennenswerten Nutzen für das Gesamtsystem stiften kann. In Anbetracht des geringen Nutzens und des relativ hohen administrativen Aufwands lohnt sich die Implementierung des Kombikraftwerksbonus nicht.

## **Verbesserungsvorschläge im Rahmen der diskutierten Modelle**

Die Analyse der beiden derzeit diskutierten Modellvorschläge der Marktprämie und des Kombikraftwerksbonus hat gezeigt, dass sich die beiden Modelle zumindest im Rahmen der vorgeschlagenen Parametrierung als unvorteilhaft herausstellen. Daher wurde untersucht, ob Anpassungen der Ausgestaltung der Modelle ggf. zu einem veränderten Bild führen können. Es hat sich gezeigt, dass auch im Falle zielgerichteter Anpassungen das Marktprämienmodell – insbesondere aufgrund der eigenen Vermarktung des EEG-Stroms bzw. der Heranführung an den Wettbewerbsmarkt – dem Kombikraftwerksbonus nutzenseitig grundsätzlich überlegen ist. Da das Marktprämienmodell einen nennenswerten Nutzen generieren kann, liegt die Herausforderung einer alternativen Ausgestaltung des Modells darin, die Mitnahmeeffekte bei gleichbleibendem Nutzen zu verringern. Im Rahmen eines modifizierten Modellvorschlags zum Marktprämienmodell kann gezeigt werden, dass dies grundsätzlich möglich ist.

Für die disponiblen EEG-Anlagen zeigt sich, dass der im Rahmen der Verordnungsermächtigung gewünschte Effekt der bedarfsgerechten Einspeisung (Ausgleich von Angebot und Nachfrage) zu ökonomisch vertretbaren Kosten erreicht werden kann. Diese Technologien generieren im Marktprämienmodell einen großen Nutzen. Jedoch bestehen bei den einzelnen Vergütungskomponenten noch Kosteneinsparpotenziale. Diese können durch eine Modifikation der Vergütungshöhen gehoben werden.

Für die dargebotsabhängigen EE-Technologien würde das Marktprämienmodell ebenfalls die prinzipiell wünschenswerte Heranführung an den Wettbewerbsmarkt ermöglichen. Allerdings ist bei diesen Technologien die Gefahr von Mitnahmeeffekten besonders groß. Der spezifische, durch das Marktprämienmodell realisierbare Nutzen dieser Technologien ist geringer als bei den disponiblen Anlagen, da er sich nicht durch die kurzfristige zeitliche Verlagerung der Einspeisung ergibt, sondern durch Anreize zu höherer Fahrplantage und ggf. optimierter Anlagenauslegung. Deshalb stellt die Bestimmung der einzelnen Vergütungskomponenten eine Herausforderung dar, denn einerseits soll eine Überförderung vermieden, andererseits jedoch das Hineinoptieren ins Marktprämienmodell angereizt werden. Inwieweit alternative Ausgestaltungen, insbesondere der Profilverteilerkomponente und des Profilmultiplikators, zu einer effektiven und mit angemessener Regulierungstiefe verbundenen Lösung führen können, ist weitergehend zu prüfen. Erst auf Basis dieser Abwägung kann entschieden werden, ob eine Umsetzung des Marktprämienmodells auch für dargebotsabhängige EE-Technologien empfehlenswert ist.

### **Verbesserungsvorschläge außerhalb der diskutierten Modelle**

Im Rahmen der Verordnungsermächtigung des EEG wird explizit auch das Ziel der Teilnahme von EE-Anlagen am Regelenergiemarkt definiert. Diese Möglichkeit wird im Rahmen der vorgeschlagenen Modelle der Marktprämie und des Kombikraftwerksbonus nicht aufgegriffen. Aufgrund der grundsätzlichen technischen Machbarkeit sollte es EE-Anlagen jedoch erlaubt werden, am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Dies würde das Regelleistungsangebot insbesondere für negative Reserve erhöhen und somit den in den vergangenen Jahren beobachteten Trend steigender Preise für Regelleistungsvorhaltung bremsen. Dies gilt ausdrücklich und insbesondere auch für dargebotsabhängige EE-Technologien wie Windenergieanlagen. Um eine Teilnahme von EE-Anlagen am Regelenergiemarkt zu ermöglichen, müssen jedoch noch eine Reihe von technischen und juristischen Aspekten geprüft werden.

## 2 Hintergrund und Aufgabenstellung

Das Ziel des aktuellen Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG 2009) ist eine Steigerung des Anteils der Stromerzeugung Erneuerbarer Energien (EE) bis 2020 auf mindestens 30 % der Stromversorgung in Deutschland. Das EEG wurde als Instrument zur Technologieförderung mit einer Abnahmegarantie zu festen Vergütungssätzen von bis zu 20 Jahren – mit einer Technologiedifferenzierung bei den Tarifen – konstruiert. Anreize für eine bedarfsgerechte Einspeisung und für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch EEG-Anlagen<sup>1</sup> wurden bisher nicht gesetzt.

Bereits die bisherige Entwicklung des EE-Ausbaus in der Stromerzeugung und insbesondere der anvisierte weitere Ausbau erfordern Anpassungsmaßnahmen in den Bereichen Einsatz der konventionellen Kraftwerke, Betrieb und Ausbau der Netzinfrastruktur sowie Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Zunehmend erforderlich wird eine optimierte Integration der Erneuerbaren Energien in das gesamte Stromversorgungssystem, um auch in Zukunft eine sichere, wettbewerbsfähige und umweltfreundliche Stromversorgung der Verbraucher sowie funktionierenden Wettbewerb und Effizienz auf dem Strommarkt zu gewährleisten. Zugleich hat die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien erhebliche Einflüsse auf den liberalisierten deutschen und europäischen Wettbewerbsmarkt für Strom. Negative Strompreise am Großhandelsmarkt in Zeiten hoher EE-Einspeisungen – insbesondere der Windenergieeinspeisung – an der deutschen Strombörse sowie hohe Leistungspreise für negative Regelleistung in Schwachlastzeiten sind u. a. eine Folge der bisherigen Ausgestaltung des EEG mit Abnahmegarantie und einer Festpreisvergütung, die keine Anreize für bedarfsgerechte Einspeisung setzt. Im Netzbereich kommt es auf Grund der regionalen Konzentration der Erneuerbaren Energien sowohl zu regionalen Engpässen – insbesondere als Folge von Rückspeisungen aus Nieder- und Mittelspannungsnetzen ins Höchstspannungsnetz – als auch zu überregionalen Engpässen im Übertragungsnetz aufgrund des notwendigen Abtransports der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von den Erzeugungszentren in die Verbrauchszentren.

Als Reaktion hierauf ist grundsätzlich eine Vielzahl von Maßnahmen denkbar, wie z. B. Verstärkung und Ausbau der Netzinfrastruktur, Entwicklung von Speichertechnologien, Nutzung von Flexibilitäten auf der Nachfrageseite sowie Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks. Daneben spielt die direkte Marktanbindung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien eine wichtige Rolle. Neben der bereits im EEG (2004) angelegten Möglichkeit der Direktvermarktung von EEG-Anlagen soll im Rahmen einer Verordnungsermächtigung in § 64, Absatz 1 Nr. 6 EEG (2009) u. a. eine verbesserte Markt- und Netzintegration des Stroms aus Erneuerbaren Energien gewährleistet werden. Dies soll z. B. durch Verstärkung, bedarfsgerechte Einspeisung sowie Teilnahme Erneuerbarer Energien am

---

<sup>1</sup> In der folgenden Studie werden unter „EEG-Anlagen“ diejenigen Anlagen verstanden, die im Rahmen des Erneuerbare Energien Gesetzes gefördert werden. In Abgrenzung dazu beinhaltet die Bezeichnung „EE-Anlagen“ die Menge aller Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien.

Regelenergiemarkt erreicht werden. Diesbezüglich wurden seit 2007 durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter wissenschaftlicher Begleitung zwei Vorschläge für das Ausfüllen der Verordnungsermächtigung erarbeitet. Dies betrifft zum einen das sog. Marktprämienmodell mit dem Schwerpunkt auf der (alternativen) Vermarktung des EEG-Stroms auf dem Wettbewerbsmarkt unter Gewährung einer zusätzlichen Marktprämie (Bonuszahlung). Zum anderen wird der sog. Kombikraftwerksbonus (K-Bonus) vorgeschlagen, der eine bedarfsgerechte Einspeisung und netzentlastende Wirkung durch die Bildung virtueller Kombikraftwerke in regionaler Abgrenzung im Gegensatz zum Marktprämienmodell, aber keine direkte Anbindung an den Wettbewerbsmarkt vorsieht. Die Vorschläge werden derzeit auf politischer Ebene diskutiert. Eine Umsetzung im Rahmen einer Verordnung erfolgte bisher noch nicht.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) hat die Arbeitsgemeinschaft bestehend aus r2b energy consulting GmbH und Consentec GmbH beauftragt, die beiden genannten Modellvorschläge, insbesondere hinsichtlich der im EEG definierten Ziele einer verbesserten Markt- und Netzintegration des EEG-Stroms, zu analysieren und ggf. Verbesserungsvorschläge aufzuzeigen.

Dieser Bericht ist in sechs Kapitel untergliedert. Zunächst werden in **Kapitel 2** die grundsätzlichen Integrationsanforderungen eines zunehmenden Anteils Erneuerbarer Energien dargestellt. Dabei wird aufgezeigt, welche Ziele bei der Integration von Erneuerbaren Energien von vorrangiger Bedeutung sind und welche Ziele im Rahmen der Verordnungsermächtigung avisiert werden.

In einem nächsten Arbeitsschritt werden in **Kapitel 3** die Potentiale für eine optimierte Integration der Erneuerbaren Energien untersucht. Dabei wird aufgezeigt, welche Möglichkeiten derzeit bereits bestehen oder mittel- bis langfristig zur Verfügung stehen werden, um die in Kapitel 2 ermittelten unterschiedlichen Integrationsanforderungen zu erfüllen. Ziel dieses Kapitels ist es, einerseits das Integrationspotential der Erneuerbaren Energien selbst abzuschätzen, deren Nutzung im Rahmen der Verordnungsermächtigung angereizt werden soll. Andererseits werden alternative Potentiale der Integration aufgezeigt.

In **Kapitel 4** werden die beiden Modelle der Marktprämie und des Kombikraftwerksbonus dargestellt und die wesentlichen Aspekte erläutert.

Die Analyse der beiden Modellvorschläge erfolgt in **Kapitel 5**. Dabei werden zunächst qualitative Aspekte hinsichtlich der definierten Ziele der Markt- und Netzintegration untersucht. Neben der qualitativen Untersuchung erfolgt eine geschlossene, quantitative Modell gestützte Analyse der Auswirkungen der unterschiedlichen Modelle, im Vergleich zum derzeit bestehenden EEG. Dabei werden zunächst die Inanspruchnahmepotenziale der Modelle dargestellt. Zudem erfolgt eine Kosten-/Nutzenanalyse sowie eine abschließende Bewertung der Modellvorschläge.

Zum Abschluss werden in **Kapitel 6** die in den vorherigen Arbeitsschritten erarbeiteten Erkenntnisse aufgegriffen, um einerseits Anpassungsnotwendigkeiten und Weiterentwicklungsmöglichkeiten im Rahmen der vorgeschlagenen Modelle herauszuarbeiten, und andererseits alternative Möglichkeiten außerhalb der Verordnungsermächtigung

darzustellen, die den Beitrag der Erneuerbaren Energien an der Markt- und Netzintegration erhöhen können.

### 3 Analyse der zukünftigen Integrationsanforderungen Erneuerbarer Energien

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in den letzten Jahren und das anvisierte Ziel eines Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in Deutschland im Jahre 2020 von mindestens 30 %, führen zu erheblichem Anpassungsbedarf in zahlreichen Bereichen der Elektrizitätsversorgung.

Die Stromversorgung weist in vielerlei Hinsicht spezifische Besonderheiten auf:

- Die Versorgung, die Verteilung und der Transport von Elektrizität sind netzgebunden.
- Für einen stabilen und sicheren Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems und insbesondere des Netzes müssen der Stromverbrauch (Netzentnahmen) und die Stromerzeugung (Netzeinspeisungen) unter Berücksichtigung von Netzverlusten zu jedem Zeitpunkt exakt übereinstimmen. Des Weiteren sind Anforderungen an die regionale Gewährleistung von Blindleistungseinspeisung und Kurzschlussstromniveaus in allen Netzebenen zu erfüllen. Andernfalls kommt es zu Frequenz- und Spannungsschwankungen bis hin zu Großstörungen.
- Eine Lagerhaltung und unmittelbare Speicherung von elektrischer Energie ist nicht möglich. Die Speicherung von elektrischer Energie erfolgt grundsätzlich durch Umwandlung in eine andere Energieform. Dieses kann z. B. in Form der Umwandlung in chemische Energie (Batterien, Wasserstoff), Wärmeenergie (adiabate Druckluftspeicher), potentielle Energie (Pumpspeicherkraftwerke, adiabate oder diabate Druckluftspeicher) oder kinetische Energie (z. B. Schwungradspeicher) erfolgen. Wenn die zwischengespeicherte elektrische Energie wieder verfügbar gemacht werden soll, sind wiederum Erzeugungskapazitäten erforderlich, die die entsprechende elektrische Leistung abgeben.
- Die Stromnachfrage (Last) ist von täglichen, wöchentlichen und jahreszeitlichen Zyklen geprägt. Diese sind auf der einen Seite durch nicht beeinflussbare Faktoren, wie die Außentemperatur – z. B. bei Klimaanlage, elektrischen Wärmepumpen und Nachtspeicheröfen – sowie über die Jahreszeiten wechselnden Tageszyklen – z. B. bei der Beleuchtung – und auf der anderen Seite durch Lebensgewohnheiten (Arbeits- und Freizeitverhalten) bestimmt. Die deutschlandweit aggregierte Last kann in der Regel mit einer hohen Genauigkeit prognostiziert werden.
- Die Preiselastizität der Nachfrage ist insbesondere in der kurzen Frist bei den meisten Verbrauchern heutzutage gering. D. h. auf Preisschwankungen am Großhandelsmarkt erfolgen nahezu keine Reaktionen der Verbraucher in Form einer Nachfrageerhöhung oder einer Nachfrageabsenkung.

Durch diese Spezifika unterscheidet sich die Elektrizitätswirtschaft von allen übrigen Wirtschaftssektoren, woraus sich spezielle Anforderungen an das Erzeugungssystem, im Bereich der Vorhaltung von Systemdienstleistungen und im Bereich der Netze ergeben:

- Für die (saisonale) Höchstlastdeckung müssen auch für Situationen mit einer geringen Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien, aufgrund von Dargebotsabhängigkeiten (z. B. bei Windenergie, Fotovoltaik und Laufwassererzeugung) und von unerwarteten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerkskapazitäten, ausreichend Erzeugungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen.
- Die Erzeugungskapazitäten müssen so eingesetzt werden, dass die geplante Erzeugung stets an den zyklischen Tagesverlauf des geplanten Verbrauchs angepasst wird. Dementsprechend müssen im Erzeugungssystem Flexibilitäten verfügbar sein, um entsprechende Anpassungsmöglichkeiten beim Einsatz der Erzeugungsanlagen zur Verfügung zu haben.
- Für kurzfristige Ausfälle von Erzeugungseinheiten, für Prognosefehler der Last und für Prognosefehler der Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugungseinheiten müssen Flexibilitäten auf der Erzeugungsseite und/oder auf Seiten der Verbraucher vorgehalten werden, die ungeplante Ungleichgewichte zwischen Einspeisungen ins und Entnahmen aus dem Netz umgehend beseitigen können.
- Ein sicherer Betrieb des Drehstromnetzes erfordert des Weiteren regional verfügbare Erzeugungskapazitäten, die zur Bereitstellung von Blindleistung und Gewährleistung eines ausreichend hohen Kurzschlussstromniveaus genutzt werden können.
- Der Transport von Strom zum Ausgleich von regionalen Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch setzt eine entsprechende Infrastruktur, d. h. ein ausreichend dimensioniertes Übertragungsnetz, voraus.
- Die Verteilung des Stroms und die Versorgung der Endverbraucher auf den jeweiligen Spannungsebenen erfordert eine entsprechende Infrastruktur im Bereich der Verteilungsnetze. Die Rückspeisung von dezentral erzeugtem Strom aus Erneuerbaren Energien wird dabei zunehmend auslegungsrelevant.

Die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wird zu einem wesentlichen Teil aus Technologien realisiert, deren Stromerzeugung von meteorologischen Faktoren – wie den Windbedingungen, der Sonneneinstrahlung bzw. Bewölkung – und der Wasserführung der Flüsse determiniert wird. Daher erfolgt die Stromerzeugung von EEG-Anlagen schon aus diesem Grund nicht bedarfs- bzw. preisgesteuert. Zusätzlich hat der Großhandelsmarkt für Strom, der über stündliche Preissignale an der deutschen Strombörse (EEX) entsprechende Anreize für eine bedarfsgerechte Erzeugung auf dem Wettbewerbsmarkt setzt, für EEG-Anlagen – abgesehen von Anlagen in der Direktvermarktung – keine Bedeutung. Die Vergütung für die EEG-Anlagenbetreiber (im Festpreisvergütungsmodell) ist unabhängig von der Tageszeit, dem Wochentag und der Jahreszeit und führt somit zu einer nicht am Bedarf



orientierten Einspeisung. Im Gegensatz zu fossil befeuerten Kraftwerken, Kernkraftwerken sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken leisten EEG-Anlagen aktuell nur in einem geringeren Umfang gezielt einen Beitrag zu den oben beschriebenen Anforderungen. Zugleich führt der Ausbau der Erneuerbaren Energien aufgrund der un stetigen Erzeugung, die zudem mit Prognosefehlern behaftet ist, sowie der regionalen Konzentration der Erzeugung zu einer Verschärfung der Anforderungen in zahlreichen Bereichen.

Die wesentlichen zukünftigen Herausforderungen sind in den Bereichen

- Deckung der saisonalen Höchstlast und Bereitstellung ausreichend gesicherter Leistung,
- preisgünstige und bedarfsgerechte Versorgung der Verbraucher,
- Ausgleich von Bilanzungleichgewichten,
- Anpassung der Netzinfrastruktur im Bereich der Übertragungs- und Verteilungsnetze sowie
- Bereitstellung von lokalen Systemdienstleistungen

gegeben. Diese werden in dieser Studie allgemein unter dem Begriff Integrationsanforderungen subsumiert. Im Folgenden werden diese Integrationsanforderungen qualitativ dargestellt. Dabei erfolgt bereits eine Einschätzung der Relevanz bzw. des Ausmaßes der erforderlichen Anpassungen für einen Zeithorizont bis zum Jahre 2020. Diese Einschätzungen basieren auf der Untersuchung „Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“ im Auftrag des BMWi<sup>2</sup>. Aufgrund der Abhängigkeit der Integrationsanforderungen einerseits von Rahmenbedingungen und andererseits von der Ausbaugeschwindigkeit und Ausbaustruktur im Bereich der Erneuerbarer Energien, sind zusätzliche Quantifizierungen zur Relevanz der Integrationsanforderungen in den unterschiedlichen Bereichen, im Rahmen der zweiten Projektphase, vorgesehen.<sup>3</sup>

### **3.1 Sichere Deckung der saisonalen Höchstlast**

Zur Prüfung, ob die Deckung der saisonalen Höchstlast gewährleistet ist, wird die sog. gesicherte Leistung herangezogen. Dies ist die verfügbare Kapazität, die unter Berücksichtigung von Nicht-Verfügbarkeiten mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden kann. Bei den Nicht-Verfügbarkeiten sind geplante Nicht-Verfügbarkeiten – z. B. aufgrund von Revisionen –, ungeplante Nicht-Verfügbarkeiten – z. B. aufgrund von kurz-, mittel- und langfristigen technischen Defekten – sowie dargebotsabhängige Nicht-Verfügbarkeiten – z. B. bei Windenergie, Laufwasserkraftwerken und Fotovoltaik – zu berücksichtigen. Insbesondere Windenergie und Fotovoltaik leisten aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit und daher volatilen Einspeisung nur einen geringeren Beitrag zur

---

<sup>2</sup> Vgl. Consentec/r2b (2010).

<sup>3</sup> In dieser zweiten Projektphase werden nach Abstimmung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere der Förderbedingungen für Fotovoltaik und der Laufzeiten für Kernkraftwerke, modellgestützte Analysen durchgeführt, um eine Identifikation des Integrationsbedarfs aus heutiger Sicht zu ermöglichen.

gesicherten Leistung. So beträgt bei einem anvisierten Niveau der Versorgungssicherheit von 99,5 % der sog. Leistungskredit der Windenergie in Abhängigkeit des Ausbaugrads, der Anteile von Windenergie On- und Offshore und der Jahreszeit zwischen etwa 5 und 10 % der jeweiligen installierten Leistung. Damit liegt der Beitrag der Windenergie zur sicheren Deckung der saisonalen Höchstlast deutlich unter dem Beitrag zur durchschnittlichen Deckung des Elektrizitätsbedarfs.

Für die sichere Deckung der saisonalen Höchstlast folgt, dass Flexibilitäten auf der Nachfrageseite oder Erzeugungskapazitäten erforderlich sind, die im Wesentlichen zur Absicherung verwendet werden. Hierfür stehen unterschiedliche Optionen zur Verfügung. Bei konventionellen Spitzenlastkraftwerken sind dies z. B. offene Gasturbinen oder ältere Bestandskraftwerke mit geringen Wirkungsgraden sowie Speichertechnologien. Zusätzlich könnten bei entsprechendem Netzausbau ggf. Ausgleichsmöglichkeiten im europäischen Strommarkt sowie Potentiale durch eine Flexibilisierung der Nachfrage oder flexibel einsetzbare Erzeugungsanlagen auf Basis von Erneuerbaren Energien genutzt werden. Die Nutzung der beschriebenen Optionen führt potentiell in einzelnen Stunden zu Preisspitzen am Strommarkt, wenn bei hoher saisonaler Last zugleich eine geringe Windenergie- und/oder Fotovoltaikeinspeisung sowie Kraftwerksausfälle zu extremen Kapazitätsknappheiten führen. In diesen Zeiten können dann bspw. flexible Verbraucher auf die Preissignale reagieren und es findet zusätzlich ein verstärkter Import statt. Die Strompreise müssen entsprechende Anreize setzen, um die Potentiale bei Erzeugern und Verbrauchern wirtschaftlich zu machen. Bis zum Jahre 2020 dürften sich, insbesondere bei Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke, diese Situationen mit extremen Kapazitätsknappheiten aber nur in seltenen Fällen einstellen. Zudem sind die Preisspitzen ggf. als Anreizwirkung für den Zubau von Spitzenlastkraftwerken wichtige Signale des Strommarkts.

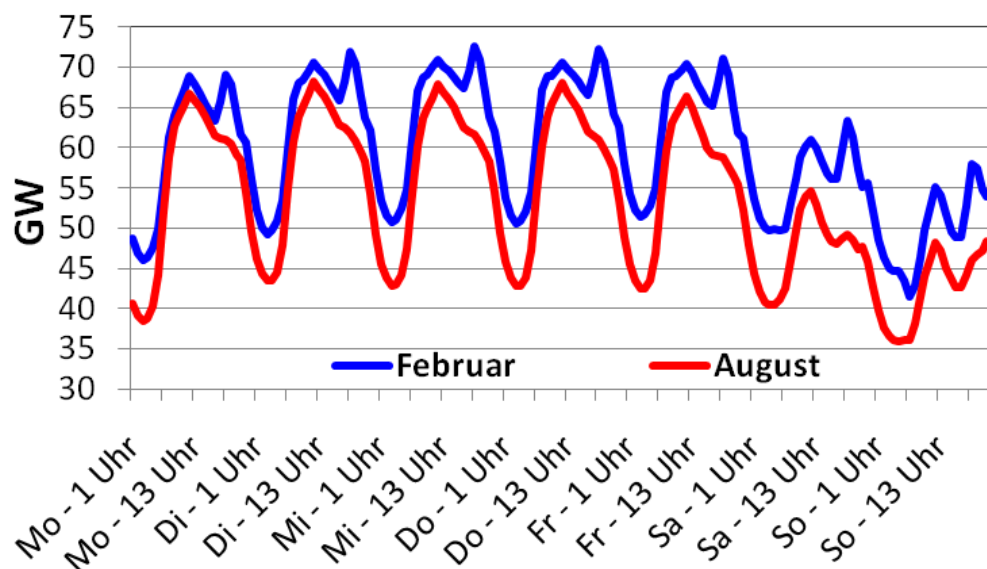
Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es sich bei der sicheren Deckung der saisonalen Höchstlast und den durch den Ausbau Erneuerbarer Energien verursachten Veränderungen im Wesentlichen um eine wirtschaftliche Herausforderung handelt. Dies führt im Zusammenspiel mit den Veränderungen der residualen Last, die als Verbrauchslast abzüglich der Einspeisung Erneuerbarer Energien definiert ist, zu einer langfristigen Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks. Grundsätzliche Probleme der technischen Machbarkeit ergeben sich in diesem Bereich nicht.

### **3.2 Entwicklung der Struktur der residualen Lastdauerlinie**

Für die residuale Last hat der Ausbau der Erneuerbaren Energien erhebliche Konsequenzen. Dabei wird in diesem Abschnitt davon ausgegangen, dass die Erneuerbaren Energien entweder gemäß ihrer Dargebotsabhängigkeit (Windenergie, Fotovoltaik und Laufwasser) stochastisch oder unabhängig von Bedarfssignalen (Biomasse, Geothermie, Klär- und Deponiegas) einspeisen. Dieses entspricht dem heutigen Betrieb der Anlagen, der weitestgehend unabhängig von den Bedarfssignalen auf den Wettbewerbsmärkten ist.

Die täglichen Lastzyklen in Abhängigkeit des Tagestyps – Samstag, Sonntag/Feiertag und Werktag – und der Jahreszeit folgen klaren Mustern und lassen sich mit hoher Genauigkeit auch längerfristig prognostizieren (Abbildung 3-1).

ABBILDUNG 3-1: TYPISCHER LASTVERLAUF IN EINER WINTER- UND EINER SOMMERWOCHE IN DEUTSCHLAND

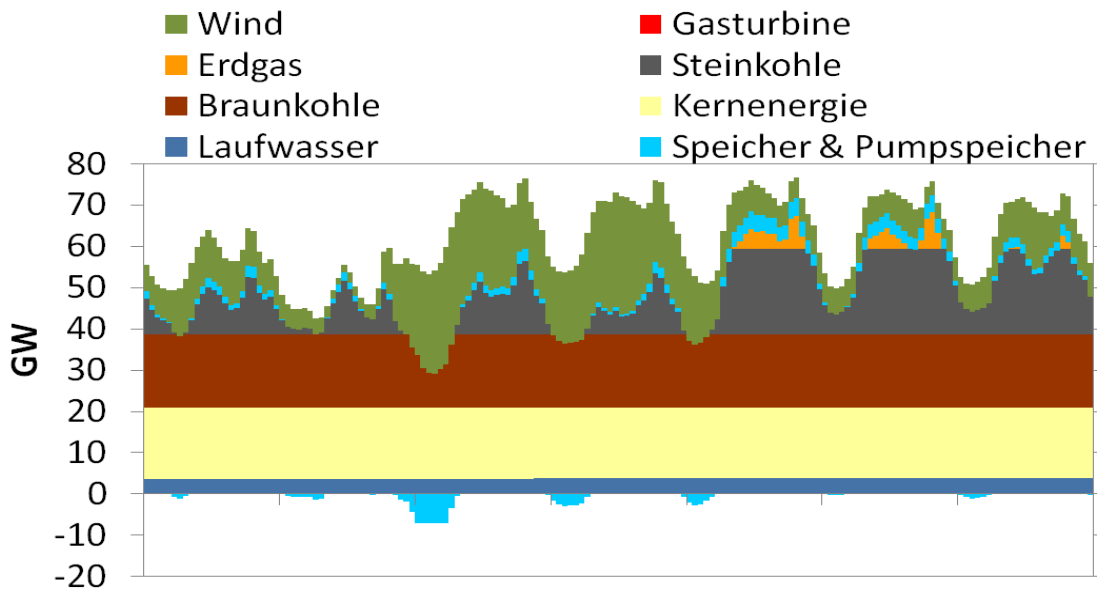


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis UCTE 2007.

Die tägliche residuale Laststruktur weist hingegen mit einem zunehmenden Anteil Erneuerbarer Energien eine erhöhte Stochastik auf. Abbildung 3-2 zeigt dieses anhand des Einsatzes des konventionellen Kraftwerksparks und der Windenergieeinspeisung für eine Woche im Winter. Während die Gesamtlast an Werktagen eine sehr ähnliche Struktur aufweist, ist die residuale Last durch kurzfristige Veränderungen der Windenergieeinspeisung überlagert. Im Beispiel führt dies dazu, dass selbst Grundlastkraftwerke – hier Braunkohlekraftwerke – in einigen Stunden der Woche gedrosselt gefahren werden. Dieses kann aufgrund langer Anfahrvorgänge von konventionellen Kraftwerken ggf. dazu führen, dass sich Probleme beim Lastfolgebetrieb ergeben. Zugleich sind bei noch höherer EE-Einspeisung Situationen denkbar, in denen Erzeugungsmanagement von EE-Anlagen erforderlich ist, da andernfalls nicht ausreichend konventionelle Kraftwerksleistung für die Erbringung von Systemdienstleistungen am Netz bliebe (siehe hierzu auch Abschnitt 3.3).

In der Folge dieser Entwicklungen werden die Volatilität der Preise am Großhandelsmarkt sowie die Unterschiede der Preise in Situationen mit hoher und mit niedriger residueller Last erheblich zunehmen. Bereits heute kommt es in Zeiten geringer Nachfrage und hoher Windenergieeinspeisung zu Situationen mit negativen Preisen am Großhandelsmarkt. Im Wesentlichen ist dieses ein Spiegelbild der Angebots-Nachfrage-Situation an der Strombörse und kann somit Bestandteil der zukünftigen Preisbildungsmechanismen sein. Zugleich induziert dieses erhebliche Anreize für die langfristige Anpassung der Flexibilität in der Erzeugung und bei der Nachfrage.

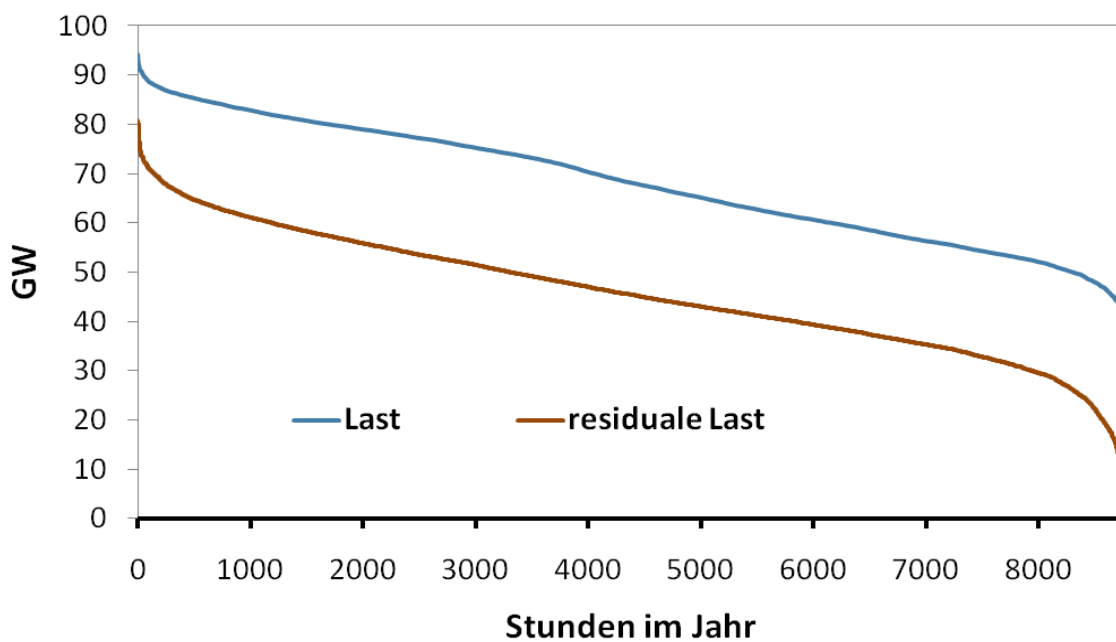
ABBILDUNG 3-2: EINSATZ DER KRAFTWERKE NACH TECHNOLOGIEN ZUR RESIDUALEN LASTDECKUNG



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Neben einer Verminderung der residualen Jahreshöchstlast durch eine erhöhte EE-Einspeisung wird sich als Konsequenz der zunehmenden Volatilität der täglichen residualen Last eine veränderte Struktur der residualen Lastdauerlinie ergeben. Diese ist als Darstellung der residualen Lasten eines Jahres in absteigender Reihenfolge definiert (Abbildung 3-3).

ABBILDUNG 3-3: BEISPIEL LASTDAUERLINIE UND RESIDUALE LASTDAUERLINIE 2020 BEI 30 % ERNEUERBARE ENERGIEN



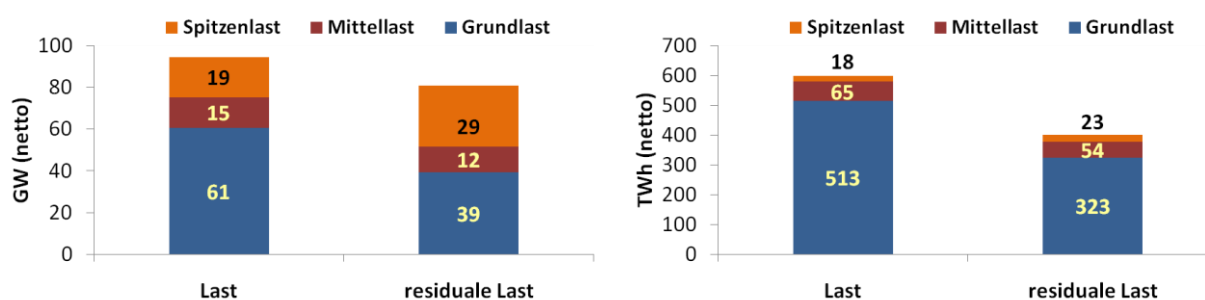
Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Die Darstellung der residualen Lastdauerlinie gegenüber der Lastdauerlinie zeigt, dass in den oberen Lastbereichen eine unterproportionale Absenkung stattfindet, während sich in den

unteren Lastbereichen eine überproportionale Reduktion ergibt. In einzelnen Stunden des Jahres können sich residuale Lastniveaus ergeben, die unter Berücksichtigung von ‚must run‘-Kapazitäten – z. B. der wärmegeführten KWK-Anlagen – in Bereichen liegen, in denen ein Erzeugungsmanagement von EE-Anlagen (ohne Nutzung von Optimierungspotentialen) notwendig werden kann.

Bei einer differenzierten Betrachtung ist zwischen den Auswirkungen bezüglich Energie und Leistung in den einzelnen (residualen) Lastbereichen – Grund-, Mittel- und Spitzenlast – zu unterscheiden. Die erforderliche Energie im residualen Grundlastbereich gegenüber der Situation ohne EE-Einspeisung nimmt durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien erheblich ab. Im Mittel- und Spitzenlastbereich ist hingegen annähernd Konstanz gegeben. Im Bereich der erforderlichen Leistung in der residualen Grundlast ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien gegenüber der Situation ohne EE-Einspeisung ebenfalls mit einem Rückgang verbunden, der allerdings durch eine entsprechende Erhöhung im Spitzenlastbereich weitgehend ausgeglichen wird.

**ABBILDUNG 3-4: ERFORDERLICHE GRUND-, MITTEL- UND SPITZENLAST AUF BASIS DER LASTDAUERKURVE UND DER RESIDUALEN LASTDAUERKURVE – LEISTUNG & ENERGIE**



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien zu erheblichen Veränderungen der sog. residualen Last und der damit verbundenen Struktur der Strompreise am Großhandelsmarkt führen wird. Dieses wird entsprechende Anforderungen an den Ersatz und Neubau von konventionellen Kraftwerken insbesondere aufgrund von Wirtschaftlichkeitsaspekten induzieren. Hier ist eine Verschiebung von Grund- zu Spitzenlastkapazitäten erforderlich. Die Situationen, in denen auf ein Erzeugungsmanagement von EE-Anlagen, d. h. auf eine gezielte Androsselung oder Abschaltung von EE-Anlagen zur Aufrechterhaltung einer ausreichenden Höhe von konventionellen Kraftwerksleistung am Netz zur Sicherstellung eines Ausgleich von Angebot und Nachfrage, zurückgegriffen werden muss, dürften auch ohne zusätzliche Optimierungsmaßnahmen auf wenige Stunden begrenzt sein. Auch die Verschärfung beim Lastfolgebetrieb sollte bei einer ‚business as usual‘-Entwicklung ohne eine Gefährdung der technischen Machbarkeit gewährleistet werden können. Die Veränderung der Struktur stellt bis zum Jahre 2020 somit weniger eine technische Begrenzung als vielmehr eine ökonomische Herausforderung des Ausbaus der Erneuerbaren Energie im Bereich des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage dar.

### 3.3 Ausgleich von Bilanzungleichgewichten

Bereits heute hat der Ausbau der Erneuerbaren Energien erhebliche Konsequenzen im Bereich des Ausgleichs von Bilanzungleichgewichten. Ein sicherer Systembetrieb elektrischer Netze erfordert ein stetes Gleichgewicht zwischen Netzeinspeisung und Netzlast. Die Betriebsplanung der ÜNB und alle damit verbundenen Prozesse, wie z. B. die Fahrplananmeldung der Bilanzkreisverantwortlichen, haben deshalb sicherzustellen, dass dieses Gleichgewicht in der Vorausschau nicht verletzt wird. Im Netzbetrieb kommt es jedoch aufgrund verschiedenster Ursachen immer wieder zu nicht prognostizierbaren und nicht vermeidbaren Störungen dieses Gleichgewichts, die durch vom Netzbetreiber vorzuhaltende Reserve (Regelleistung und -energie) ausgeglichen werden müssen. Häufig wird dieses unter den Aspekt der zusätzlich notwendigen Regelleistungsvorhaltung aufgrund von Prognosefehlern der Windenergie subsummiert. Diese wurde bereits in mehreren Studien detailliert untersucht.<sup>4</sup>

Zusätzlich sind insbesondere zwei weitere Aspekte von wesentlicher Relevanz. Einerseits tragen unter den Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien neben den Windenergieanlagen potentiell auch Fotovoltaikanlagen zu Bilanzungleichgewichten bei, da ihre Erzeugungsleistung aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit ebenfalls nur mit begrenzter Genauigkeit prognostiziert werden kann. Durch den dynamischen Ausbau der Fotovoltaik in den letzten Jahren und den erwarteten Zubauten bis 2020 gewinnt dieser Aspekt voraussichtlich erheblich an Relevanz. Andererseits erhöhen Windenergie und Fotovoltaik ggf. nicht nur den Bedarf an Regelleistungsvorhaltung und Regelenenergieabruf, sondern verschlechtern auch die Angebotssituation zur Bereitstellung von Regelleistung bei den heute gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen. In Zeiten hoher Windenergieeinspeisung und geringer Last kommt es vermehrt zu Situationen, in denen nur noch geringfügig konventionelle Kraftwerksleistung am Netz ist. Die Auswirkungen dieser beiden Aspekte wurde unter Berücksichtigung der Auswirkung der Erhöhung der Windenergieeinspeisung auf den notwendige Regelleistungsbedarf im Rahmen der Untersuchung „Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“<sup>5</sup> für Ausbauszenarien der Erneuerbaren Energien mit Anteilen an der Stromversorgung von 25 % bis 50 % bis 2020 analysiert.

Die Ergebnisse zeigen, dass bei einem 30-prozentigen Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis 2020 der Bedarf an Regelleistungsvorhaltung trotz einer erheblichen Steigerung der Stromeinspeisung aus Windenergie- und Fotovoltaikanlagen zwischen 2010 und 2020 nur unwesentlich zunimmt. Dieses ist der Tatsache geschuldet, dass von einer Verbesserung der Güte von Einspeiseprognosen bei Windenergie und Fotovoltaik in Zukunft ausgegangen werden kann. Dieser Effekt der Prognoseverbesserung kann den ansonsten gegebenen Effekt einer deutlichen Ausweitung der notwendigen Regelleistungsvorhaltung durch Erhöhung der installierten Leistungen von Windenergie und Fotovoltaik kompensieren. Erst ab EE-Anteilen über 30 % an der Stromversorgung ist bis 2020 mit einer Ausweitung der

---

<sup>4</sup> Vgl. z. B. DEWI/ E.ON Netz / EWI / RWE TSO Strom / VET (2005), EWI / IE / RWI (2004).

<sup>5</sup> Vgl. consentec/r2b (2010).

notwendigen Regelleistungsvorhaltung zu rechnen. Diese Zunahmen der notwendigen Regelleistung beschränken sich dabei im Wesentlichen auf Minutenreserve oder Reserven vergleichbarer Qualitäten. Erhöhungen im Bereich der Sekundärregelleistung sind nicht absehbar.

Die Ergebnisse zur Angebotssituation bei Regelleistung zeigen, dass die Zunahme von Perioden mit geringer konventioneller Kraftwerksleistung am Netz, mit zunehmender Durchdringung des Energiesystems mit Erneuerbaren Energien, ceteris paribus insbesondere bei der negativen Regelleistungsvorhaltung zu erheblichen ökonomischen Implikationen führt. Es erhöhen sich sowohl die Preise für die Vorhaltung von positiver als auch negativer Regelleistung. Die kritischeren Situationen mit erheblichen Verzerrungen der Preissignale auf den Wettbewerbsmärkten treten allerdings durch die negative Regelleistungsvorhaltung ein. Dieses ist eine Konsequenz der bisher genutzten Potentiale für die Vorhaltung von Regelleistung. Bei der positiven Regelleistungsvorhaltung können, neben konventionellen Kraftwerken im Teillastbetrieb (sog. ‚spinning reserve‘) und Pumpspeicherkraftwerken, sowohl industrielle Verbraucher als auch offene Gasturbinen im Stillstand – als sog. ‚stand-by‘-Reserve im Bereich der Minutenreserve – genutzt werden. Der Anbieterkreis bei negativer Regelleistung ist unter den heutigen Rahmenbedingungen auf konventionelle Kraftwerke im Betrieb mit Nennleistung oder Teillast (sog. ‚spinning reserve‘) und Pumpspeicherkraftwerke beschränkt. Industrielle Verbraucher haben eine deutlich geringere Bedeutung in diesem Marktsegment, da sie für die Bereitstellung von negativer Regelleistung kurzfristig ihren Verbrauch erhöhen müssten. Dieses hätte als Konsequenz, dass sie somit im ‚Normalbetrieb‘ unter ihrer Produktionskapazität arbeiten müssten. Vergleichbare Alternativen zu offenen Gasturbinen bei positiver Regelleistung sind für die Vorhaltung von negativer Regelleistung momentan nicht verfügbar. Speziell in Zeiten geringer residualer Last, die bei einem Ausbau der Erneuerbaren Energien vermehrt eintreten, und in denen die Strompreise zugleich gering oder sogar negativ sind, müssen daher ggf. konventionelle Kraftwerke über ihrer technischen Mindestleistung am Netz gehalten werden, um im Bedarfsfall abgeregelt werden zu können. Dieses führt bei den Kraftwerksbetreibern zu Verlusten auf dem Strommarkt, was mit erheblichen Kompensationszahlungen für die Bereitstellung negativer Regelleistung verbunden ist. Diese Interdependenzen können zu Preissignalen auf den Wettbewerbsmärkten führen, die zumindest im Bereich des effizienten Zubaus von Erzeugungsanlagen mit ökonomischen Verwerfungen verbunden sind.

Bei einem Anteil der Erneuerbaren Energien im Bereich von 30 % an der Stromversorgung sind mit Ausnahme einzelner Stunden, u. a. auch aufgrund der Konstanz der notwendigen Regelleistungsvorhaltung durch Verbesserung der Prognosegüte für die Einspeisung von Strom aus Windenergie- und Fotovoltaikanlagen, keine Grenzen der technischen Machbarkeit zu erwarten. Es bestehen andererseits jedoch in diesem Bereich erhebliche Potentiale für die verbesserte Integration der Erneuerbaren Energien, die bei den zu erwartenden Preissteigerungen am Markt für negative Regelleistung ggf. auch erschlossen werden könnten.

### 3.4 Netzauslegung und Netzkosten

Für die Auslegung und – daraus folgend – die Kosten der Netze ergeben sich bei steigendem Anteil Erneuerbarer Energien je nach Spannungsebene bzw. Funktion der Netze unterschiedliche Anforderungen:

- Im Übertragungsnetz führt die Substitution konventioneller Erzeugung durch – insbesondere aufgrund der Dargebotsabhängigkeit – regional konzentrierte EE-Anlagen zu einer zunehmend lastfernen Erzeugung und damit zu erhöhtem überregionalen Transportbedarf.
- Für die Verteilungsnetze ist vor allem die Vielzahl dezentraler EE-Anlagen entscheidend. Diese haben zwar im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken geringe Einzelleistungen. Ihr Anschluss an die bisher auf gerichtete Lastflüsse orientierte Verteilungsnetze kann jedoch lokal erhebliche Veränderungen der Versorgungsaufgabe bewirken.

#### 3.4.1 Übertragungsnetze

Die Integrationsanforderungen Erneuerbarer Energien an das deutsche Übertragungsnetz waren bzw. sind Gegenstand umfangreicher Studien.<sup>6</sup> Im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)<sup>7</sup> wird die energiewirtschaftliche Notwendigkeit vorrangiger Netzausbauprojekte festgestellt und ein entsprechender Bedarfsplan formuliert. Simulationsberechnungen der Autoren der vorliegenden Studie<sup>8</sup> haben ergeben, dass die Umsetzung der in der sog. dena-Netzstudie I, dem EnLAG-Bedarfsplan sowie – im grenzüberschreitenden Bereich – dem Transmission Development Plan von ENTSO-E konkret *vorgesehenen* Netzausbauprojekte zwar ausreicht, um die bis 2020 erwartete EE-Erzeugung<sup>9</sup> aufzunehmen. Auch die technische Machbarkeit stellt dabei keine Einschränkung dar, denn es wurde eine Umsetzung in konventioneller Drehstrom-Freileitungstechnik simuliert. Der Umfang dieser Projekte macht jedoch deutlich, wie erheblich die Integrationsanforderungen in diesem Bereich sind:

- Die vorgesehenen Netzausbauprojekte umfassen ca. 1.700 km Leitungstrassen.
- Die annuitätischen Netzausbaukosten liegen in einer Größenordnung von 160 Mio. €2009.

Als Haupthindernis ist dabei die praktische *Realisierbarkeit* des Netzausbaus vor dem Hintergrund der immer wieder beobachteten Genehmigungsschwierigkeiten zu sehen. Die zeitgerechte Fertigstellung aller Projekte ist keineswegs sicher. Die mit dem Übertragungsnetzausbau verbundenen Kosten machen dagegen im Gesamtkontext der EE-Folgekosten nur einen geringen Anteil aus.

---

<sup>6</sup> Vgl. DEWI/ E.ON Netz / EWI / RWE TSO Strom / VET (2005), Dena (2007)

<sup>7</sup> EnLAG (2009)

<sup>8</sup> Vgl. Consentec/r2b (2010)

<sup>9</sup> Dies gilt für die in Consentec/r2b (2010) betrachteten Szenarien mit einem EE-Ausbau bis zu 35 % (bezogen auf dem Stromverbrauch) unter den dort getroffenen Annahmen bzgl. der energiewirtschaftlichen Randbedingungen.



### 3.4.2 Verteilungsnetze

Dezentrale Erzeugung, aus z. B. an Nieder- oder Mittelspannungsnetze angeschlossenen EE-Anlagen, wirkt der klassischen Lastflussrichtung – vom speisenden Umspannwerk oder Ortsnetztransformator zu den Verbrauchern – entgegen. Bei entsprechend hohem bundesweitem EE-Anteil und aufgrund der Heterogenität des EE-Ausbaus inhomogener Verteilung der Anlagen tritt lokal bzw. regional der Fall auf, dass die dezentrale Einspeisung die lokale bzw. regionale Verbrauchslast so sehr übersteigt, dass nicht mehr die Last- sondern die EE-Einspeisungshöhe auslegungsrelevant für die Verteilungsnetze wird. Dabei können je nach regionalen Randbedingungen unterschiedliche technische Kriterien relevant sein, z. B. die Strombelastbarkeit von Kabeln und Transformatoren oder die Einhaltung der vorgeschriebenen Spannungsniveaus an den Verbraucheranschlüssen.

In Consentec und r2b (2010) haben die Autoren der vorliegenden Studie abgeschätzt, welche Kostenwirkung die beschriebenen Effekte in den Verteilungsnetzen haben. Dabei wurden die – durch die Anlagengrößen bedingte – Verteilung der EE-Anlagen auf Netzebenen, die regionale Differenzierung aufgrund des jeweiligen Dargebots sowie Annahmen zur Heterogenität des EE-Ausbaus berücksichtigt, um eine Hochrechnung der bundesweiten Kosten vorzunehmen. Die so ermittelten EE-bedingten Mehrkosten (Kostensteigerung von 2010 bis 2020) betragen für das hier angenommene EE-Ausbauniveau zwischen 2 % (Niederspannungsebene) bis 13 % (Umspannwerke Hoch-/Mittelspannung). In Summe ergibt sich ein Anstieg der annuitätischen Verteilungsnetzskosten von ca. 1,15 Mrd. €<sub>2009</sub>.

Trotz dieser im Vergleich zum Übertragungsnetz erheblichen Netzausbaukosten sind in den Verteilungsnetzen keine generellen Realisierungsschwierigkeiten zu erwarten. Insbesondere besteht hier aufgrund der weitgehenden Verkabelung kein dem Übertragungsnetz vergleichbares Genehmigungs- und Akzeptanzproblem. Der wirtschaftliche Aspekt, d. h. die langfristigen Netzkosten, stellt in Bezug auf die Verteilungsnetze somit die Hauptanforderung bei der Integration der Erneuerbaren Energien dar.

### 3.5 Lokale Systemdienstleistungen

Zur Gewährleistung eines stabilen Systembetriebs muss jederzeit eine Vielzahl technischer Anforderungen erfüllt sein. Hierzu zählt die ständige Ausbalancierung von Erzeugung und Verbrauch im Gesamtsystem, die bereits oben in Abschnitt 3.3 diskutiert wurde. Neben dieser „globalen“ Anforderung sind weitere Aspekte zu beachten, die aus technischen Gründen nur durch lokal verteilte Systemdienstleistungen erfüllt werden können.<sup>10</sup>

- **Blindleistung** – Der Transport von Wirkleistung über Drehstromnetze erfordert eine kontrollierte Bereitstellung sogenannter Blindleistung. Durch die Steuerung der Höhe und die geografische Verteilung der Blindleistungseinspeisung wird

---

<sup>10</sup> Genau genommen hat auch die Regelenergielieferung einen lokalen Aspekt, denn sie verursacht zusätzliche Stromflüsse, so dass bei Vorliegen akuter Engpässe geografische Einschränkungen bzgl. der Erbringungsorte gemacht werden müssen. Insofern stellt dies keine eigenständige Integrationsanforderung für Erneuerbare Energien dar, sondern kann als Unteraspekt der Bereiche „Ausgleich von Bilanzungleichgewichten“ und „Netzauslegung und Netzkosten“ (Übertragungsnetz) angesehen werden.

sichergestellt, dass sich ein Spannungsniveau mindestens innerhalb der betrieblich zulässigen Bandbreite, idealerweise (zur Minimierung der Übertragungsverluste) auf einem ausgeglichenen hohen Niveau einstellt. Dies ist insbesondere im Übertragungsnetz von großer Bedeutung, da dieses einerseits das Bezugsniveau der Spannung für die unterlagerten Netze vorgibt und andererseits die Spannung in den Verteilungsnetzen durch Nutzung der sog. Stufensteller an den Transformatoren justiert werden kann.

Da Blindleistung weder über große Distanzen noch über Transformatoren hinweg gut transportiert werden kann, muss sie direkt ins Übertragungsnetz und in angemessener geografischer Verteilung – die sich je nach Netzbelastungssituation ändert – eingespeist werden. Als Blindleistungsquellen dienen üblicherweise Kraftwerke, die im Betrieb zusätzlich zu ihrer Wirkleistungserzeugung Blindleistung innerhalb bestimmter Grenzen einspeisen können. Im normalen (d. h. hier: nicht wegen Systemdienstleistungen eingeschränkten) Marktumfeld trifft der Kraftwerksbetreiber auf Basis der von seinem Erzeugungsportfolio zu erzeugenden Wirkleistung die Einschaltentscheidungen, während der Übertragungsnetzbetreiber, aus dem Pool der jeweils in Betrieb befindlichen Kraftwerke, die benötigte Blindleistung kraftwerksscharf abruf.

Bislang sind die direkt ans Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke in Deutschland so gleichmäßig verteilt, dass die individuellen Einschaltentscheidungen ihrer Betreiber nicht zu Einschränkungen beim Abruf von Blindleistung führen. Im Zuge des EE-Ausbaus findet jedoch eine strukturelle Veränderung des Erzeugungsparks statt. Zum einen hat der EE-Ausbau aufgrund der Dargebotsabhängigkeit (Windenergie und Fotovoltaik) deutliche geografische Schwerpunkte. Zum anderen bilden die EE-Anlagen – abgesehen von großen Windparks – vergleichsweise kleine Einheiten, die an die Verteilungsnetze angeschlossen werden. Bei sukzessiver Substitution konventioneller Kraftwerke durch EE-Anlagen kann somit – bei Annahme eines ausschließlich marktbasierten Einsatzes der konventionellen Erzeugung – vor allem in Süddeutschland ein struktureller Mangel an Blindleistungsquellen entstehen.

Es kann daher notwendig werden, dass ein betroffener Übertragungsnetzbetreiber den Betrieb bestimmter konventioneller Kraftwerke anordnet, um die zur Wahrung der Systemsicherheit lokal erforderliche Blindleistungsbereitstellung zu gewährleisten. Hierdurch würden zunächst konventionelle Kraftwerke an anderen Orten substituiert, oder – wenn dies aufgrund der erforderlichen Mindestleistungen nicht weiter möglich ist – es müsste Erzeugungsmanagement erfolgen.

Mittelfristig bestünde für den Übertragungsnetzbetreiber die Alternative, dezidierte Netzbetriebsmittel zur Blindleistungsbereitstellung (Spulen oder Kondensatoren bzw. entsprechende leistungselektronische Betriebsmittel) zu installieren. Dabei müsste jedoch kritisch abgewogen werden, ob bzw. zu welchen Gesamtkosten diese die Anforderungen bzgl. Umfang und Flexibilität (angesichts der zunehmend

fluktuierenden Netzbelastungssituation aufgrund der EE-Erzeugung und des grenzüberschreitenden Stromhandels) erfüllen können. Dies erscheint vor allem deshalb zumindest fraglich, weil die lokale Vorhaltung von Kurzschlussleistung (s. folgender Punkt) hierdurch nicht unterstützt wird.

- **Kurzschlussstrom** – Im Falle eines Kurzschlusses speisen die Erzeugungsanlagen aufgrund der niedrigen Impedanz der Fehlerstelle kurzzeitig einen, gegenüber dem Normalbetrieb, deutlich erhöhten Strom ein. Hohe Kurzschlussströme sind zum einen wichtig, um die Funktion der Schutzeinrichtungen sicherzustellen. Sind sie zu gering, kann nicht mehr eindeutig zwischen Betriebs- und Kurzschlussstrom unterschieden werden. Zum anderen gewährleisten sie die Spannungsstabilität im Fehlerfall. Bei zu geringem Kurzschlussstrom sinkt die Spannung in der kurzen Zeit bis zur Schutzabschaltung regional stark ab, wodurch die Gefahr von kaskadenartigen Sicherheitsabschaltungen von Erzeugungsanlagen bis hin zum Blackout entsteht.

Wie die Blindleistung müssen auch Kurzschlussstromquellen geografisch verteilt und in der benötigten Spannungsebene vorgehalten werden. Aufgrund der strukturellen Veränderungen des Erzeugungsparks im Zuge des EE-Ausbaus entstehen somit ähnliche Anforderungen an den Betrieb konventioneller Kraftwerke. In Bezug auf die Kurzschlussströme sind diese Anforderungen aus zwei Gründen noch verschärft: Erstens können selbst an das Übertragungsnetz angeschlossene EE-Anlagen nur einen geringen Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern, weil dieser aufgrund ihrer Umrichter auf den Nennstrom beschränkt ist, während Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke ein Vielfaches ihres Nennstroms als Kurzschlussstrom liefern können. Zweitens stehen keine Netzbetriebsmittel als potenzielle Alternative zur Erfüllung der Anforderungen zur Verfügung.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass insbesondere zur Sicherstellung eines genügend hohen Kurzschlussstromniveaus (und damit gleichzeitig zur Gewährleistung der erforderlichen Blindleistungseinspeisung) jederzeit eine Mindestmenge an konventionellen Kraftwerken, mit Anschluss an das Übertragungsnetz und ausgewogener geografischer Verteilung, synchronisiert<sup>11</sup> sein muss. Dies war und ist bisher aufgrund der vorherrschenden Struktur des Erzeugungsparks „automatisch“ erfüllt. Mit zunehmendem EE-Ausbau kann es dagegen erforderlich werden, die Erfüllung dieser Bedingung durch explizite ortsspezifische Anordnung des Kraftwerksbetriebs (sog. ‚must run‘-Betrieb) sicherzustellen.

---

<sup>11</sup> Die erzeugte Wirkleistung bei gleichbleibender Blindleistungsbereitstellung und Spannungsstützung ist dabei unerheblich, da die Kraftwerke ggf. in Teillast betrieben werden können.

### **3.6 Integrationsanforderungen durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien und Ziele der Verordnungsermächtigung**

Die sich aus dem Ausbau der Erneuerbaren Energien ergebenden Integrationsanforderungen, die in den vorherigen Abschnitten dieses Kapitels dargestellt wurden, sind in den einzelnen Bereichen – Lastdeckung, Netze und Systemdienstleistungen – von unterschiedlicher Bedeutung. Sie ergeben sich einerseits aus der Notwendigkeit einer ökonomischen Optimierung des Energiesystems zur Aufrechterhaltung einer preisgünstigen und verbraucherfreundlichen Stromversorgung. Andererseits besteht die Notwendigkeit einer Anpassung der Infrastruktur zum Abtransport der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von den Erzeugungsregionen in die Verbrauchsregionen.

Wesentliche Aspekte der Integrationsanforderungen werden in der Verordnungsermächtigung zur Schaffung einer Rechtsverordnung gemäß § 64 Absatz 1 Nr. 6 EEG (2009) aufgegriffen. Als konkrete Vorgaben für die Ziele enthält diese

- Verstetigung der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien;
- Bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms aus Erneuerbaren Energien;
- Verbesserte Markt- und Netzintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien;
- Schaffung von Voraussetzungen für die Teilnahme (der Erneuerbaren Energien) am Regelenergiemarkt.

Dabei konzentriert sich die Verordnungsermächtigung auf den eigenständigen Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Erfüllung der Integrationsanforderungen. Alternative Möglichkeiten, wie die Ausweitung bestehender Speichertechnologien, die Förderung neuer Speichertechnologien oder die Erschließung von Flexibilitäten auf der Nachfrageseite, werden nicht explizit genannt. Weitere Optionen insbesondere im Netzbereich, wie die Schaffung einer entsprechenden Netzinfrastruktur zur Gewährleistung der Abnahmegarantie durch entsprechenden Netzausbau, werden bereits durch § 9 EEG(2009) abgedeckt.

Die Verordnungsermächtigung zielt konkret auf den Betrieb der Anlagen ab. Sie soll optional zum Festpreisvergütungsmodell des EEG (inklusive der Direktvermarktung) entsprechende Anreize setzen. Daraus folgt, dass Investoren und Anlagenbetreiber alternativ im Festpreisvergütungsmodell verbleiben können. Anreize bezüglich eines „optimalen“ Zubaus der unterschiedlichen Technologien zur verbesserten Nutzung von Ausgleichseffekten zwischen den einzelnen EE-Technologien, einer verstärkten Orientierung am Bedarf oder an der Netzsituation können somit nur zusätzlich oder optional gesetzt werden. Da das Festpreisvergütungsmodell des EEG allerdings weiterhin als Instrument der Technologieförderung, unter Gewährleistung von entsprechend hoher Investitionssicherheit, Technologie spezifische Unterschiede der Kosten durch differenzierte Vergütungssätze berücksichtigt, kann dieses nur begrenzt bei der Auslegung der Anlagen oder der Standortwahl der Anlagen Anreize setzen.

Als Bewertungsmaßstäbe sowohl des folgenden Kapitels 3, bei der Bestimmung der Potentiale im Bereich der Erneuerbaren Energien und alternativer Potentiale, als auch im Kapitel 4, bei der Analyse der Modellvorschläge zur Umsetzung der Verordnungsermächtigung, wird vorrangig

auf die in der Verordnungsermächtigung genannten Ziele abgestellt. Zusätzliche Aspekte finden allenfalls als Unterziele Berücksichtigung.

Zur Beurteilung der Zielkonformität sind eine Konkretisierung und Interpretation der einzelnen Ziele der Verordnungsermächtigung erforderlich.

Das Ziel einer **Verstetigung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien** ist ein erster Schritt in Richtung bedarfsgerechter Einspeisung. Eine Verstetigung der Einspeisung kann insbesondere für die volatile Einspeisung aus Windenergieanlagen und ggf. aus Fotovoltaikanlagen einen positiven Beitrag im Elektrizitätsversorgungssystem leisten. Dieses gilt sowohl in den Bereichen sichere Deckung der Jahreshöchstlast, Entwicklung der residualen Last, Ausgleich von Bilanzungleichgewichten als auch in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen. Das setzt jedoch entweder konstruktive Veränderungen an den Anlagen oder eine Veränderung bezüglich der regionalen Anlagenverteilung voraus. Bei Windenergieanlagen könnten konstruktive Veränderungen zu anderen Leistungskennlinien mit dem Ziel einer Vergleichmäßigung der Einspeisung führen. Das wiederum ist mit einem Verzicht einer Ertragsoptimierung der Anlagen verbunden. Andererseits könnte eine Verstetigung der Windenergieeinspeisung über eine Veränderung der regionalen Verteilung der Anlagenstandorte erreicht werden. Dieses würde ceteris paribus zu einer Erhöhung der notwendigen Förderung führen, um den gleichen Energieertrag zu erhalten. Über eine stärkere, als bereits im EEG implementierte, Differenzierung der Fördersätze von Windenergieanlagen nach Standorten könnte dies grundsätzlich implementiert werden. Vergleichbares gilt für Fotovoltaikanlagen. Eine weitere grundsätzliche Möglichkeit für eine Verstetigung besteht durch Veränderungen der Zusammensetzung des Energieträgermixes bei EEG-Anlagen. Dabei können sowohl Ausgleichseffekte zwischen Anlagentechnologien als auch eine Verlagerung der Förderung auf EEG-Anlagen mit einer kontinuierlichen Einspeisecharakteristik zu einer Verstetigung der Einspeisung im Aggregat führen.

Inwiefern eine Verstetigung der Einspeisung von EEG-Anlagen durch zuvor genannte Optionen im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse Vor- und Nachteile aufweist, ist jedoch nicht Gegenstand der nachfolgenden Betrachtungen. Die zuvor genannten Optionen gehen jedoch deutlich über den Rahmen der Verordnungsermächtigung, die wie zuvor dargestellt als Ergänzung zu den vorhandenen Regelungen des EEG konzipiert ist, hinaus. Der Fokus der Verordnungsermächtigung liegt auf der Integration durch Anpassung der Einspeisung von EEG-Anlagen im Betrieb.

Ein wesentlicher Ansatzpunkt ist das Ziel der bedarfsgerechten Einspeisung. Bei einer **bedarfsgerechten Einspeisung von EEG-Anlagen** kann, wie bereits zuvor bei den Integrationsanforderungen dargestellt, auf drei Aspekte der Elektrizitätsversorgung abgezielt werden:

**Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Elektrizitätsmarkt:** Dieser Aspekt zielt auf die Verlagerung von Stromerzeugung durch EEG-Anlagen in Zeiten einer hohen (residualen) Nachfrage ab, in denen Alternativoptionen zur Deckung der Nachfrage zugleich mit hohen Kosten verbunden sind. Im wettbewerblichen europäischen Binnenmarkt für Elektrizität wird dieses durch die stündlichen Strompreise am Großhandelsmarkt effizient abgebildet. Die

Strompreise als Knappheitssignale berücksichtigen dabei sowohl die Höhe und Preiselastizität der Nachfrage, die Verfügbarkeit und Kosten alternativer Erzeugungsoptionen als auch die Import- und Exportmöglichkeiten zum Ausland.

**Vermeidung und Verringerung von Netzengpässen:** Dieser Aspekt berücksichtigt die Netzgebundenheit der Elektrizitätsversorgung und die Problematik der Konzentration von EEG-Anlagen in einzelnen Netzgebieten und Regionen. Neben der Notwendigkeit eines bilanziellen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage in einem Gebiet muss auch die Infrastruktur gegeben sein, um regionale Ungleichgewichte innerhalb des Gebietes über Stromtransporte auszugleichen. Dieses kann sowohl in den Bereichen der Übertragungsnetze als auch im Bereich der Verteilungsnetze zu der Gefahr von Netzengpässen führen. Wie in Abschnitt 3.4 erläutert, ist ein Netzausbau in beiden Bereichen unter Kostengesichtspunkten in der Regel die effizienteste Möglichkeit, Netzengpässe zu beseitigen. Bedarfsgerechte Einspeisung von Erneuerbaren Energien bedeutet folglich in diesem Zusammenhang, dass bei Verzögerungen beim Netzausbau – insbesondere im Übertragungsnetz – eine Verlagerung der Einspeisung von Erneuerbaren Energien von Zeiten mit Netzengpässen in Zeiten, in denen Abtransportmöglichkeiten in ausreichendem Umfang vorhanden sind, stattfindet. Sog. Einspeisemanagement von EEG-Anlagen kann hierdurch ggf. reduziert werden. In diesem Zusammenhang kann sich die Problematik ergeben, dass Anreize zur Vermeidung und Verringerung von Netzengpässen und die Pflicht zum Netzausbau gemäß § 9 EEG(2009) in gewissem Widerspruch zueinander stehen.

**Bereitstellung von Systemdienstleistungen:** Dieser Aspekt zielt darauf ab, dass durch Erzeugungsanlagen, neben der reinen Elektrizitätserzeugung, weitere Systemdienstleistungen, wie z. B. Blindleistungsbereitstellung und Spannungsstützung sowie insbesondere Regelleistung unterschiedlicher Qualitäten, zur Verfügung gestellt werden müssen. Insbesondere die Bereitstellung von Regelleistung ist bei der bedarfsgerechten Einspeisung im Sinne der Verordnungsermächtigung zu berücksichtigen. Da wettbewerbliche Märkte für Regelleistung unterschiedlichen Qualitäten bestehen, können die sich dort ergebenden Preise als effiziente Signale betrachtet werden, um den Bedarf einerseits innerhalb der Regelleistungsmärkte und andererseits zwischen den Regelleistungsmärkten und dem Großhandelsmarkt für Strom widerzuspiegeln. Das Ziel der **Schaffung von Voraussetzung für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt** ist also bereits als Teilaspekt der bedarfsgerechten Einspeisung von EEG-Anlagen im Hinblick auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen abgedeckt.

Zusätzlich definiert die Verordnungsermächtigung das Ziel einer verbesserten Marktintegration. Dieses Ziel geht über die zuvor beschriebenen Aspekte einer zukünftigen Integrationsanforderung hinaus.

Zwar sind wesentliche Aspekte des **Ziels einer verbesserten Marktintegration** bereits durch die bedarfsgerechte Einspeisung insbesondere im Hinblick auf einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Elektrizitätsmarkt abgedeckt. Zusätzlich sind allerdings Aspekte zu berücksichtigen, die die Vorbereitung der Betreiber von Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien auf den Wettbewerb bzw. die Teilnahme am Wettbewerbsmarkt betreffen. Dieses resultiert aus der grundsätzlichen Ausrichtung des EEG als Instrument einer Technologieförderung mit dem Ziel, EE-Technologien wettbewerbsfähig zu machen. Ist die

Wettbewerbsfähigkeit erreicht, sollen die Technologien eigenständig am Markt bestehen. Zu diesem Zeitpunkt müssen Investoren und Anlagenbetreiber die Investitions- und Vermarktungsrisiken erkennen und absichern. Im Bereich von Investitionen betrifft dieses die Finanzierung. Im Bereich der Vermarktung sind bei einer Eigenvermarktung eigene Prognosen der Einspeisung, Fahrplananmeldungen, eine Handelsanbindung und ggf. eine Absicherung von Risiken über Terminmarktgeschäfte erforderlich. Hierzu ist entweder der Aufbau von ‚know how‘ bei den Betreibern von EEG-Anlagen oder die Schaffung von geeigneten Strukturen (z. B. Vermarktungsgemeinschaften oder die Nutzung von bestehenden Handelsgesellschaften als Intermediäre) erforderlich.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Ziele der Verordnungsermächtigung weitgehend mit den zuvor dargestellten und ermittelten Integrationsanforderungen kompatibel sind. Sowohl die bedarfsgerechte Einspeisung in Bezug auf Ausgleich von Angebot und Nachfrage, in Bezug auf verbesserte Netzintegration als auch in Bezug auf den Ausgleich von Bilanzungleichgewichten (Regelleistungsvorhaltung) greift die Verordnungsermächtigung auf. Zusätzlich wird der Aspekt der sukzessiven Heranführung der Erneuerbaren Energien an den Wettbewerbsmarkt in der Verordnungsermächtigung berücksichtigt, der für das EEG als Instrument der Technologieförderung in der längeren Frist von wesentlicher Bedeutung ist. Zugleich ergibt sich aus der Optionalität bzw. Ergänzung der Verordnungsermächtigung zum Festpreisvergütungsmodell des EEG, dass die Anreize des Beitrags der Erneuerbaren Energien wesentlich auf den Betrieb und nicht den Zubau von EEG-Erzeugungsanlagen ausgerichtet sind.

## **4 Potentiale für eine optimierte Integration Erneuerbarer Energien**

Die Verordnungsermächtigung verfolgt das Ziel, Potentiale für einen eigenständigen Beitrag der Erneuerbaren Energien bzgl. der Integration nutzbar zu machen. Dieses erfordert neben der Analyse der Integrationsanforderungen, dem Fokus des vorherigen Kapitels, eine Einordnung in bestehende und zukünftige alternative Potentiale. Zu diesem Zweck erfolgt in den folgenden Abschnitten eine Analyse bestehender Potentiale, speziell von Flexibilisierungspotentialen des konventionellen Kraftwerksparks, Potentialen bei der Übertragungsfähigkeit der Netze und Potentialen bei (Pump-)Speicherkraftwerken, sowie zukünftige, absehbarer Potentiale, speziell im Bereich der Nachfrageseite, neuer Speichertechnologien und der Netze. Es wird das jeweilige Potential sowie dessen Nutzen in Bezug auf die zukünftigen Integrationsanforderungen bei Ausbau der Erneuerbarer Energien untersucht. Anschließend erfolgt eine Analyse der Möglichkeiten und Grenzen Erneuerbarer Energien, einen eigenständigen Beitrag in den unterschiedlichen Bereichen zu leisten. Abschließend wird ein zusammenfassender Überblick über die unterschiedlichen Integrationspotentiale gegeben.

### **4.1 Analyse der bestehenden Potentiale**

#### **4.1.1 Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks**

##### **Flexibilisierungspotentiale**

Im Bereich der Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks sind einerseits Potentiale bei bestehenden Anlagen und andererseits Potentiale bei neuen Anlagen zu unterscheiden.

Bei bestehenden Anlagen sind sowohl der Standort vorgegeben als auch die Flexibilität beim Einsatz der Anlage, z. B. im Hinblick auf Dauer eines Anfahrvorgangs, der technischen Mindestlast und des Leistungsgradienten, da diese Aspekte weitgehend von der technischen Auslegung in der Errichtungsphase der Anlage bestimmt werden. Potentiale zur Flexibilisierung von Bestandskraftwerken ergeben sich im Wesentlichen durch die Errichtung von Wärmespeichern bei KWK-Anlagen sowie ggf. bei umfangreichen Retrofit-Maßnahmen. Hierbei sind auch Möglichkeiten der Ergänzung der Anlagen u. a. durch Vorschaltgasturbinen, wie sie z. B. an zwei Blöcken des Braunkohlekraftwerks Weisweiler vorgenommen wurden, eine Option, um die Einsatzmöglichkeiten von Bestandsanlagen zu erweitern.

Bei neuen Anlagen kann zusätzliche Flexibilität bereits bei der Auslegung erreicht werden. Bei KWK-Anlagen kann neben der Errichtung von Wärmespeichern flexiblen Entnahme-Kondensationskraftwerken gegenüber Gegendruckanlagen der Vorzug gegeben werden. Ggf. kann speziell bei Erweiterung des Wärmeversorgungsgebiets und Zubau von Anlagen die Flexibilität im Anlagenportfolio gesteigert werden, indem geeignete Ergänzungen zu bestehenden Anlagen getätigt werden. Zugleich kann die Flexibilität von Kondensation-Kraftwerken zur reinen Stromerzeugung durch eine Verringerung der technischen



Mindestlasten, eine Erhöhung der Lastgradienten sowie eine kürzere Dauer bei Anfahrvorgängen erhöht werden. Dies setzt in der Regel die Verwendung von geeigneten Materialien, z. B. entsprechenden Stählen für schnelle Laständerungsgeschwindigkeiten und hohe Geschwindigkeiten bei An- und Abfahrvorgängen, voraus. Häufig ist dies mit zusätzlichen Kosten verbunden. Die Erschließung von Flexibilitäten bei neuen Kraftwerken ist definitionsgemäß nur im Rahmen von Neu- und Ersatzanlagen möglich, so dass das Potential vom Neu- und Ersatzbedarf im jeweiligen Zeitraum abhängig ist.

Gleiches gilt für Flexibilitäten, die sich durch Veränderung der gewählten Anlagentechnologien im Kraftwerkspark ergeben. Insbesondere eine Verschiebung der Anteile von Grundlastkraftwerken (Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke) zu Mittel- und Spitzenlastkraftwerken (Erdgas-GuD-Anlagen und offene Gasturbinen), die aus ökonomischer Sicht Vorteile bei hohen Anteilen insbesondere volatiler EE-Einspeisung mit sich bringen, führt in der Regel zugleich zu einer erhöhten Flexibilität beim Einsatz im Aggregat des konventionellen Kraftwerksparks.

#### Integrationsnutzen bzgl. Erneuerbarer Energien

Ein Umbau und eine Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks sind wesentliche Elemente der Integration der Erneuerbaren Energien, solange diese nur in der Lage sind, einen gewissen Anteil der Elektrizitätsversorgung zu decken. Im Jahre 2020 werden gemäß Zielen des EEG noch bis zu 70 % der Elektrizitätsversorgung durch konventionelle Kraftwerke erfolgen. Sowohl aus ökonomischer als auch aus technischer Perspektive werden konventionelle Kraftwerke somit eine wichtige Rolle bei der Integration der Erneuerbaren Energien und der sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgung spielen.

- Bedarfsgerechte Einspeisung konventioneller Kraftwerke

Mit einer Erhöhung der Flexibilität beim Betrieb im Rahmen von Anpassungen von Bestandsanlagen, bei der konstruktiven Auslegung von Neuanlagen sowie der Anpassung des Kraftwerksparks bei der Technologiewahl können konventionelle Kraftwerke im Bereich der sicheren Deckung der saisonalen Höchstlast, bei der Deckung der residualen Last und der Vermeidung von Erzeugungsmanagement einen wichtigen Beitrag zur optimalen Integration Erneuerbarer Energien ins Elektrizitätsversorgungssystem übernehmen. Einerseits kann dieses aus ökonomischer Sicht durch vermehrten Zubau von Spitzen- und Mittellastkraftwerken als Ersatz für Grundlastkraftwerke erfolgen. Andererseits sind insbesondere zusätzliche Flexibilisierungsmöglichkeiten bei wärmegeführten Anlagen ggf. ein wichtiger Beitrag. Verringerungen der technischen Mindestlast sowie der Dauer von Anfahrvorgängen können speziell bei der Vermeidung bzw. Verringerung von notwendigem Erzeugungsmanagement von EE-Anlagen dämpfend wirken, da sich die ‚must run‘-Kapazität, die ins Stromnetz aufgrund von Anforderungen bezüglich Blindleistungsbereitstellung, Spannungshaltung und Bereitstellung von Regelleistung einspeisen muss, verringert. Die Erschließung zusätzlicher Flexibilitäten wird durch (Erwartungen über) Preissignale auf den

Wettbewerbsmärkten effizient angereizt, da sie im Falle ihres Einsatzes mit erhöhten Gewinnerwartungen der Betreiber und Investoren verbunden sind.

- **Ausgleich von Bilanzungleichgewichten**

Wie bei der bedarfsgerechten Einspeisung kann der Ausgleich von Bilanzungleichgewichten durch eine Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks deutlich effizienter – speziell im Hinblick auf die Integration Erneuerbarer Energien – ausgestaltet werden. Durch eine Absenkung der technischen Mindestlast und einer Erhöhung der Lastgradienten kann ceteris paribus jede einzelne Anlage mehr Regelleistung der entsprechenden Qualität bereitstellen. Bei einer Flexibilisierung von KWK-Anlagen durch die Integration von Wärmespeichern ist die Erschließung von zusätzlichen Angebotspotentialen für die Regelleistungsvorhaltung möglich. Ein Umbau des Kraftwerksparks kann zu einer Erhöhung des Angebotspotentials führen. Insbesondere bei vermehrtem Zubau von offenen Gasturbinen, die gleichermaßen als Spitzenlastanlagen und Reservekapazitäten genutzt werden können, stehen in zahlreichen Stunden des Jahres kostengünstige Kapazitäten zur Bereitstellung von positiver Minutenreserve zur Verfügung. Wie auf dem Strommarkt wird die Erschließung zusätzlicher Flexibilitäten durch (Erwartungen über) Preissignale auf den Regelenergiemärkten effizient angereizt, da diese auch hier mit erhöhten Gewinnerwartungen verbunden sind.

- **Verringerung von Netzengpässen und Vermeidung von Netzausbaubedarf**

Grundsätzlich kann die Flexibilisierung des Kraftwerksparks auch einen Beitrag zur Verringerung von Netzengpässen und zur Vermeidung des Netzausbaubedarfs leisten. Durch entsprechend flexiblere Einsatzmöglichkeiten kann bei Netzengpässen die erforderliche Einspeiseleistung bei geringerer Mindestlast der Anlagen sowie bei der Möglichkeit der Wärmespeicherung von KWK-Anlagen in Regionen mit Erzeugungsüberschüssen stärker abgesenkt werden. Dies erfordert entsprechende Preissignale oder Regelungen zum Erzeugungsmanagement von konventionellen Kraftwerken, die zusätzliche Flexibilität nicht durch stärkere zwangsweise Absenkung gegenüber unflexiblen Anlagen sanktionieren. Ggf. werden ansonsten adverse Anreize gesetzt. Bei Kraftwerksneubauten können zusätzliche positive Integrationswirkungen in Bezug auf Übertragungs- und – in geringerem Umfang – Verteilungsnetze erzielt werden, wenn die Anlagen in Regionen gebaut werden, in denen Erneuerbare Energien auf Grund der Dargebotsabhängigkeit eine untergeordnete Rolle spielen. Dieses setzt allerdings voraus, dass entsprechende marktbasierete oder administrative Allokationssignale vorhanden sind. Andernfalls können sich auch Situationen einstellen, in denen sich die Situationen von Netzengpässen oder der erforderliche Netzausbaubedarf verschärfen. Hierbei ist auch zu berücksichtigen, dass sowohl marktbasierete als auch administrative

Allokationssignale für die Standortwahl eine Vielzahl von weiteren Problemen aufwerfen können.<sup>12</sup>

#### 4.1.2 Übertragungsfähigkeit der Netze

Im Hinblick auf die Übertragungsfähigkeit der Netze stellen die Integrationsanforderungen Erneuerbarer Energien eine Veränderung der Versorgungs- bzw. Übertragungsaufgabe dar, wie sie prinzipiell auch aufgrund anderer Ursachen (z. B. Bevölkerungsentwicklung, Zu-/Abwanderung von Industriebetrieben, Inbetriebnahme/Stilllegung von Kraftwerken) auftritt. Allerdings können Geschwindigkeit und Ausmaß dieser Veränderungen lokal und auch überregional erhebliche Ausprägungen annehmen. Solange die Versorgungs- bzw. Übertragungsaufgabe dabei grundsätzlich durch konventionelle Netztechnik beherrschbar bleibt, ist der „klassische“ Netzausbau – also die Errichtung zusätzlicher und/oder die Restrukturierung bestehender Netzbetriebsmittel – die nächstliegende Integrationsmaßnahme. Dies gilt für Übertragungs- und Verteilungsnetze grundsätzlich in gleicher Weise.

Unterschiede bestehen zum einen hinsichtlich der Akzeptanz des Netzausbaus, die im Übertragungsnetz aufgrund der dort üblichen Freileitungstechnik gering ist, während in den Verteilungsnetzen die Kosten des Netzausbaus die dominierende Integrationsanforderung darstellen (vgl. Abschnitt 3.4).

Zum anderen besteht im vermascht betriebenen Übertragungsnetz die Möglichkeit, durch lastflussteuende Betriebsmittel (z. B. Querregeltransformatoren) die Ausnutzung der Übertragungsleitungen zu vergleichmäßigen und dadurch die summarische Übertragungskapazität zu erhöhen. Dies ist allerdings in der Wirkung begrenzt und erfordert bei zunehmender Anzahl solcher Elemente einen unter den Übertragungsnetzbetreibern im In- und Ausland koordinierten Einsatz, um durch fortlaufende Justierung die gewünschte kumulierte Wirkung und damit einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. In Verbindung mit den erheblichen Kosten von Querregeltransformatoren erweist sich der Netzausbau als wirtschaftlichere Alternative<sup>13</sup>; jedoch können bei dessen Verzögerung – z. B. bedingt durch lange dauernde Genehmigungsverfahren – lastflussteuende Betriebsmittel, für eine Übergangszeit, die Integration weiterer EE-Anlagen in begrenztem Umfang ermöglichen.

#### 4.1.3 (Pump)Speicherkraftwerke

##### Erweiterungspotentiale

Pumpspeicherkraftwerke sind die wirtschaftlichste Technologie zur Speicherung von Elektrizität, werden sowohl in Deutschland als auch in vielen Ländern Europas und der Welt betrieben und weisen in der Regel hohe Flexibilitäten beim Einsatz auf. In Deutschland ist das Potential für neue Pumpspeicherkraftwerke aufgrund geeigneter und genehmigungsfähiger Standorte begrenzt. Neben einzelnen Planungen für Neubauprojekte gibt es weitere Projekte, die speziell die Erhöhung der Turbinen- und / oder Pumpleistung bestehender Anlagen im Auge

---

<sup>12</sup> Vgl. z. B. Consentec/Frontier Economics (2008).

<sup>13</sup> Vgl. IAEW/FGH/ISSET (2007)

haben. In der Schweiz und Österreich werden aktuell zahlreiche Erweiterungs- und Neubauplanungen für Pumpspeicherkraftwerke geprüft bzw. sind teilweise bereits in der Realisierungsphase. Grundsätzlich können diese ebenfalls zur Integration der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei entsprechender Netzinfrastruktur genutzt werden.<sup>14</sup>

#### Integrationsnutzen bzgl. Erneuerbarer Energien

Pumpspeicherkraftwerke können einen wichtigen Beitrag zur Integration der Erneuerbaren Energien leisten. Als wirtschaftlichste Option der Speicherung von Elektrizität und als Technologie mit hohen Flexibilitätspotentialen ist eine Ausweitung der Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken bei steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien optimal geeignet. Der zusätzliche Nutzen durch Erweiterungsmöglichkeiten ist allerdings aufgrund des Ausbaupotentials begrenzt.

- Bedarfsgerechte Einspeisung

Pumpspeicherkraftwerke können nicht nur ihre Erzeugung kurzfristig an den Bedarf anpassen, sondern zugleich in Situationen mit geringer Last und hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien günstige oder überschüssige Energie, durch Zwischenspeicherung und Erzeugung in Spitzenlaststunden, veredeln. Dieses führt implizit zu einer Erhöhung des Marktwerts von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien und zugleich zu einer Erhöhung der Effizienz in der Stromerzeugung. Darüber hinaus leisten Pumpspeicherkraftwerke als Spitzenlastkraftwerke mit einer hohen Verfügbarkeit einen Beitrag zur sicheren Deckung der saisonalen Höchstlast. Neben dem vorhandenen Ausbau- bzw. Erweiterungspotential in Deutschland können bei der Integration der Erneuerbaren Energien grundsätzlich auch Pumpspeicher im benachbarten Ausland einen wichtigen Beitrag leisten. Einerseits setzt dieses allerdings voraus, dass ausreichend grenzüberschreitende Stromübertragungskapazitäten vorhanden sind. Andererseits ist aus ökonomischer Sicht zu berücksichtigen, dass die Wertschöpfung bei der Veredelung des Stroms im Ausland erfolgt.

- Ausgleich von Bilanzungleichgewichten

Aufgrund der schnellen Anpassungsmöglichkeiten bei Erzeugung und Verbrauch (hier: Pumpbetrieb) dienen Pumpspeicherkraftwerke als wichtige Lieferanten von Regelleistung (insbesondere positive und negative Sekundärregelleistung). Sie können in der Regel sowohl im Pump- als auch im Turbinenbetrieb freie Leistung in den jeweiligen Markt bieten. Wie bei der bedarfsgerechten Einspeisung können neben dem vorhandenen Ausbau- bzw. Erweiterungspotential in Deutschland auch Pumpspeicher im benachbarten Ausland einen Beitrag in diesem Bereich leisten,

---

<sup>14</sup> In zahlreichen Fällen werden die Ausbauplanungen in diesen Ländern mit der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit im europäischen Binnenmarkt für Strom als auch mit der zunehmenden Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken bei Ausbau volatiler Windstromerzeugung in Deutschland begründet.

wenn entsprechende Voraussetzungen im Hinblick auf das Netz und rechtliche Rahmenbedingungen auf den Regelenenergiemärkten gewährleistet sind.

- **Verringerung von Netzengpässen und Vermeidung von Netzausbaubedarf**

Im Bereich der Verringerung von Netzengpässen und Vermeidung von Netzausbaubedarf müssten für Pumpspeicherkraftwerke neben ihren flexiblen Einsatzmöglichkeiten insbesondere Zubau- und Erweiterungsmöglichkeiten an kritischen, relevanten Standorten gegeben sein. Netzengpässe und Netzausbaubedarf werden momentan und auf absehbare Zeit wesentlich durch die Windenergieeinspeisung im Norden und Nord-Osten getrieben. Insbesondere bei Ausbau der Offshore-Windenergie dürfte diese Situation Bestand haben. Die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke befinden sich überwiegend in der Südregion des Netzgebiets von 50Hertz Transmission GmbH und im Süden Deutschland, im Netzgebiet von EnBW Transportnetze AG. Ein substantielles Erweiterungs- oder Neubaupotential in kritischen Netzregionen Norddeutschlands ist nicht gegeben, so dass mit einer entlastenden Wirkung im Übertragungsnetz, selbst bei Ausbau der noch vorhandenen Potentiale, nicht zu rechnen ist. Gleiches gilt für die Realisierung von Pumpspeicherkraftwerken in der Alpenregion, die ggf. sogar zu einem verstärkten Nord-Süd-Stromtransport führen kann. In der Folge kommt es potentiell zu einer Zunahme von Netzengpässen innerhalb Deutschlands und an den jeweiligen Grenzen. Aufgrund des geringen Ausbaupotentials in Deutschland, das zusätzlich regional konzentriert ist, sowie der hohen Leistung der Einzelanlagen, die einen Anschluss an Höchst- oder Hochspannungsnetze erfordert, können Pumpspeicherkraftwerke auch in den Verteilungsnetzen nicht netzentlastend wirken.

## **4.2 Analyse der zukünftigen Potentiale**

### **4.2.1 Nachfrageseitige Potentiale**

#### *In Frage kommende Verbraucherkategorien*

Die Elektrizitätsversorgung ist traditionell dadurch gekennzeichnet, dass Stromverbraucher ihre Elektrizitätsnutzung freizügig disponieren, während das erforderliche Gleichgewicht von Erzeugung und Last durch Nachführen der Erzeugung hergestellt wird. Viele elektrische Verbraucher sind jedoch grundsätzlich mit einer gewissen zeitlichen Flexibilität einsetzbar.

Hierzu zählen zum einen industrielle Großverbraucher, z. B. Elektrolyseanlagen der chemischen Industrie. Diese stellen ihre Flexibilität teilweise bereits heute den Netzbetreibern zur Verfügung, indem sie am Minutenreservemarkt teilnehmen.<sup>15</sup>

Zum anderen sind auch viele Kleinverbraucher zeitlich disponibel. Hierzu zählen u. a.

---

<sup>15</sup> Die Präqualifikationskriterien des Minutenreservemarkts erlauben hierzu eine Poolung von Anbietern, um die erforderliche Mindestleistung zu erreichen.

- Kühlgeräte (in Haushalt und Gewerbe) – Diese zeichnen sich dadurch aus, dass ihre Flexibilität jederzeit besteht, keine Komforteinbußen bewirkt und durch die Festlegung von Bandbreiten der einzuhaltenden Temperatur automatisch parametrierbar ist;
- Waschmaschinen, Wäschetrockner und Spülmaschinen – Die Flexibilität dieser Geräte muss vom Benutzer nach dem Befüllen manuell aktiviert werden und besteht darin, innerhalb einer vom Benutzer gewählten maximalen Zeitspanne einen im Vergleich dazu kurzen Arbeitsgang – ggf. mit Unterbrechungen – zu absolvieren.<sup>16</sup>

Beiden o. g. Kategorien von Kleinverbrauchern ist gemeinsam, dass im Rahmen der jeweils vorhandenen Flexibilität die elektrische Last grundsätzlich – entsprechende Kommunikationseinrichtungen vorausgesetzt – ferngesteuert werden kann. Dies ist eine Grundvoraussetzung, um einen Integrationsnutzen bzgl. der im vorigen Kapitel diskutierten Anforderungen zu erzielen.<sup>17</sup>

In der jüngsten Zeit hat das Thema Elektromobilität aufgrund ökologischer Aspekte, aber auch durch den inzwischen erreichten Entwicklungsstand von Elektrofahrzeugen, erheblich an Aktualität gewonnen. Bei zunehmender Durchdringung sind durch die – z. B. schwerpunktmäßig über Nacht stattfindenden – Ladevorgänge einerseits neue Integrationsanforderungen an die Verteilungsnetze<sup>18</sup> zu erwarten. Andererseits sind die Ladevorgänge zeitlich disponibel, so dass eine Flexibilität ähnlich der von Waschmaschinen etc. (s. o.) besteht. Hinzu kommt, dass die Fahrzeugbatterien prinzipiell als Energiespeicher auch zur Rückspeisung geeignet sind. Bei geeigneter Steuerung des Ladeverhaltens könnten somit nicht nur die Integrationsanforderungen der Elektrofahrzeuge gemindert werden, sondern diese als steuerbare Verbraucher und ggf. Speicher sogar einen Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien leisten. Allerdings ist gegenwärtig noch nicht abzusehen, wann die Durchdringung mit Elektrofahrzeugen ein diesbezüglich relevantes Niveau erreichen wird.

### Steuerungskonzepte

Zur zielgerichteten Nutzung der Flexibilitäten eines Kollektivs von Kleinverbrauchern bedarf es neben einer ausreichenden Höhe des Potentials innovativer Steuerungskonzepte. Diese sind

---

<sup>16</sup> Neben der Inkaufnahme der Zeitspanne (d. h. nicht kürzest möglichem Durchlauf) treten hier ggf. weitere Komforteinbußen auf, z. B. Knittern der Wäsche. Hinzu kommen psychologische und versicherungstechnische Aspekte durch den Verzicht auf die volle persönliche Kontrolle über das Gerät. Dies hat in bisherigen Feldversuchen zu einer entsprechend geringen Akzeptanz bzgl. der Bereitstellung von Flexibilität durch diese Haushaltsgeräte geführt, vgl. IAEW/FGH/ISET (2007).

<sup>17</sup> Prinzipiell sind auch weitere Verbraucher in Haushalten mit nennenswertem Anteil am Gesamtverbrauch – z. B. Herd und Backofen – zeitlich disponibel. Sie haben jedoch eine interaktive Funktion und müssen daher stets manuell bedient werden. Bei genügenden finanziellen Anreizen, etwa durch untertägliche Spreizung von Stromtarifen, sind zwar eine zeitliche Verschiebung des Verbrauchskollektivs und damit ein Beitrag zur Glättung der Lastganglinie denkbar. Allerdings erfordert dies in jedem Einzelfall eine Anpassung der Lebensgewohnheiten. Selbst falls dies – wenn auch nur zu einem bestimmten Anteil – gelingt, so erscheint eine täglich wechselnde Anforderung, um situationsspezifisch Reserve zu erbringen oder zur Netzlastung beizutragen, für diese Geräte unrealistisch.

<sup>18</sup> Die Gesamtlast des bundesweiten Kollektivs von Elektrofahrzeugen wird dagegen auch bei hohen Durchdringungsgraden nicht zu einer erheblichen Erhöhung des bundesweiten Stromverbrauchs führen, so dass die Integrationsanforderungen vorrangig in den Verteilungsnetzen zu erwarten sind.

heute noch nicht als Standardlösungen verfügbar; allerdings finden vielfältige diesbezügliche Entwicklungen statt, die häufig unter dem Sammelbegriff „Smart Grids“ geführt werden. In ihrer Ausgestaltung unterscheiden sie sich z. T. erheblich.

Beispielsweise wird im Rahmen des von der EU geförderten Projekts „ADDRESS“<sup>19</sup> ein Konzept entwickelt, gemäß dem sog. „Aggregatoren“ die Flexibilität von Verbrauchern (oder Speicherbetreibern) vermarkten. Die Aggregatoren können prinzipiell beliebige Flexibilitätsbasierte Dienstleistungen – auch zeitgleich – erbringen (z. B. Reserve, regionale und lokale Lastflussverlagerung) und ihren Kunden (z. B. Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche) dabei ggf. Servicequalitäten garantieren. An der Schnittstelle zu den „Lieferanten“ der Flexibilität (z. B. Haushalte) muss geklärt werden, wie die Flexibilität jeweils gemeldet und – durch geeignete Schaltelemente – aktiviert sowie schlussendlich abgerechnet wird. Die Forschungen verfolgen den Ansatz, dass sämtliche Prozesse grundsätzlich marktbasierend ablaufen.

Dagegen zielt beispielsweise das Projekt „Smart Watts“<sup>20</sup> offenbar darauf, Flexibilität auf der Ebene der Bilanzkreise zusammenzufassen. Damit ist der Ansatz weniger komplex und damit evtl. leichter umsetzbar, in der geografischen Differenzierung aber auch von geringerer Wirkung.

Grundsätzlich gilt, dass mit zunehmender Anforderung an die geografische Differenzierung der Flexibilitäten von Kleinverbrauchern die Anforderungen an die Komplexität der Steuerungsmechanismen steigen und gleichzeitig eine größere Anzahl an teilnehmenden Verbrauchern erforderlich ist, um den erwünschten Nutzen in relevanter Höhe und mit der benötigten statistischen Sicherheit zu erzielen. Dieser Zusammenhang schlägt sich auch in der nachfolgenden Beurteilung der unterschiedlichen Aspekte eines möglichen Integrationsnutzens nieder.

#### Voraussetzung für Integrationsnutzen bzgl. Erneuerbarer Energien

Im Folgenden werden die Voraussetzungen analysiert, unter denen nachfrageseitige Optimierungspotentiale die Integration der Erneuerbaren Energien hinsichtlich der in Kapitel 3 diskutierten Anforderungen erleichtern können.

- Voraussetzung für Integrationsnutzen bzgl. Ausgleich von Angebot und Nachfrage:

Die Flexibilisierung der Nachfrage ist für die Erhöhung des Wettbewerbs auf den Strommärkten, der Versorgungssicherheit und der Markteffizienz von hoher Bedeutung. In Zeiten von Kapazitätsverknappungen bzw. Kapazitätsknappheiten können Verbraucher, deren Zahlungsbereitschaft am geringsten und deren Flexibilität bei der zeitlichen Verlagerung von Stromverbrauch am Kosten günstigsten ist, auf die Preissignale des Großhandelsmarktes mit Nachfragereduktionen reagieren. Dieses führt einerseits zu einer Reduktion der

---

<sup>19</sup> [www.address.fp7.org](http://www.address.fp7.org)

<sup>20</sup> [www.smartwatts.de](http://www.smartwatts.de)

Möglichkeiten der Ausübung von Marktmacht und andererseits zu einer volkswirtschaftlich optimalen Allokation des erzeugten Stroms sowohl bei Gefahr von Kapazitätsknappheiten als auch allgemein bei hohen Strompreisen. In entsprechender Weise können die Verbraucher, die bei geringeren Strompreisen den Strom effizient nutzen können ihre Nachfrage entsprechend erhöhen. Hierdurch leistet die Nachfrage einen eigenständigen Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Bei zunehmenden Preisschwankungen aufgrund einer Erhöhung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien nehmen die Anreize für Verbraucher zu, entsprechende Preisunterschiede zu nutzen und somit zugleich die Integration der Erneuerbaren Energien zu erleichtern. Bei großen industriellen Verbrauchern, die ihren Strom vom Großhandelsmarkt beschaffen, sind bereits heute entsprechende Möglichkeiten vorhanden, soweit sie über zeitliche Verlagerungsmöglichkeiten bei Strombezug ohne Gefährdung des eigentlichen Produktionsprozesses verfügen. Bei Gewerbekunden und privaten Haushalten setzt dieses einerseits variable Tarife voraus, die an die Preise am Großhandelsmarkt gekoppelt sind, um entsprechende Anreize zu setzen. Zugleich sind entsprechende Stromzähler, die den Verbrauch stundenscharf erfassen und an den Versorger zur Abrechnung übermitteln können, erforderlich. Daneben sind zusätzlich Informationsmöglichkeiten über das aktuelle Preisniveau erforderlich, um den Kunden entsprechende Anreize zur Veränderung ihrer Verbrauchsgewohnheiten zu übermitteln, oder es müssen intelligente Geräte vorhanden sein, die ihren Verbrauch auf Basis von Preissignalen automatisch anpassen bzw. verlagern. Insbesondere die Einführung von E-Kfz bietet hier langfristig ein Potential, da eine gewisse zeitliche Verlagerungsmöglichkeit – je nach Umsetzungskonzept – bei der ‚Betankung‘ vorhanden ist. Um bis zum Jahr 2020 entsprechende Potentiale auf der Nachfrageseite insbesondere bei Gewerbe- und Haushaltskunden nutzen zu können, müssen diese erst sukzessive entwickelt werden.

- Voraussetzung für Integrationsnutzen bzgl. Bilanzungleichgewichten:

Für einen Beitrag zur Erbringung von Regelenergie ist vorrangig das Gesamtkollektiv der disponiblen Verbraucher entscheidend.<sup>21</sup> Klein- und Großverbraucher könnten, entsprechende Steuerungskonzepte vorausgesetzt, freizügig gepoolt werden. Daher ist zu vermuten, dass dies das erste praktikable Einsatzgebiet für die Nutzung der Flexibilität von Kleinverbrauchern sein wird, wenn die o.g. „Smart Grid“-Konzepte umsetzungsreif sind. Neben den Steuerungskonzepten selbst sind allerdings noch weitere Herausforderungen zu beachten. Zum einen kann die unter globalen Gesichtspunkten abgerufene Lastverlagerung in Verteilnetzen zu lokalen Überlastungen führen, etwa wenn dort gerade hohe dezentrale Einspeisung vorliegt und durch den Abruf positiver

---

<sup>21</sup> Genau genommen findet die Regelung zwar auf Regelzonenebene statt, jedoch ist die Erbringung von Reserve durch den Netzregelverbund flexibilisiert worden, so dass sie faktisch aggregiert über das Gesamtgebiet der – derzeit drei teilnehmenden – Regelzonen betrachtet werden kann.



Regelleistung die kompensierende Verbraucherlast reduziert wird. Allerdings dürfte dieser Effekt gerade bei zu Beginn noch geringer Teilnahmequote nur selten auftreten. Die andere Herausforderung ist wirtschaftlicher Natur: Die verbraucherseitigen Flexibilitäten treten im Markt gegen etablierte Reserveanbieter (v. a. Betreiber konventioneller Kraftwerke) an. Die Anbieter verbraucherseitiger Flexibilität müssen also einerseits konkurrenzfähige Regelenenergiepreise erreichen, gleichzeitig aber auf der Kostenseite den Verbrauchern genügend hohe finanzielle Anreize für ihre Teilnahme bieten. Darüber hinaus müssen die Kosten für die Schaffung der technischen Voraussetzungen auf Verbraucherseite gedeckt werden. Es ist derzeit offen, wann diese Bedingungen erfüllt sein werden.

- Voraussetzung für Integrationsnutzen im Verteilungsnetz:

Im Verteilungsnetz leisten disponible Verbraucher dann einen Beitrag zur Integration dort installierter EE-Anlagen, wenn sie die dadurch bedingte maximale Rückspeisung in die überlagerte Netzebene so sicher reduzieren können, dass sich ein entsprechender Netzausbau erübrigt.

Es liegt dabei in der Verantwortung des Verteilungsnetzbetreibers, dies sicherzustellen, denn nur er kann abwägen, ob er zur Erfüllung der Netzanschlusspflicht (für die EE-Anlagen) auf Laststeuerung und/oder Netzausbau zurückgreift. Wie oben ausgeführt, muss der Netzbetreiber hierfür nicht zwangsläufig direkte Verträge mit den Verbrauchern abschließen, sondern könnte deren Flexibilität auch indirekt über einen Aggregator kontrahieren, der dann – basierend auf einer Einschätzung seiner Kundenstruktur – auch ein Wahrscheinlichkeitsniveau anbieten kann, zu dem die Flexibilität verfügbar ist.

Aus heutiger Sicht ist allerdings offen, ob und wann ein solches theoretisch denkbare Konzept tatsächlich in der Praxis relevant werden kann. Neben der oben bereits erwähnten Herausforderung, überhaupt in großem Umfang fernsteuerbare Kleinverbraucher zu gewinnen, kommen hier noch weitere Herausforderungen hinzu. Erstens muss nicht nur bundes- oder regelzonenweit eine „kritische Masse“ an Teilnehmern bestehen, sondern diese müssen lokal konzentriert so zahlreich sein, dass sich für den einzelnen Netzausschnitt – z. B. einen Mittelspannungsabgang – ein relevantes Entlastungspotential ergibt. Dies erfordert eine deutlich höhere Gesamtdurchdringung als die Erbringung von Regelleistung. Zweitens haben Netzausbaumaßnahmen aufgrund der langen Lebensdauer der Betriebsmittel einen Planungshorizont von mehreren Jahrzehnten. Lokale Verbrauchsflexibilität wird im Vergleich dazu vermutlich jeweils nur für relativ kurze Zeiträume kontrahierbar sein. Es ist zu klären, ob und wie trotzdem eine EE-bedingte Netzausbaumaßnahme sicher dauerhaft vermieden werden kann oder ob nur ein gewisser Aufschub zu erreichen ist. Und drittens ist nicht nur die momentane Leistungshöhe der disponiblen Lasten relevant, sondern auch die erforderliche Dauer ihrer Verschiebung. Phasen starker lokaler Windenergie- oder Fotovoltaikeinspeisung können über etliche Stunden andauern, während derer z. B. lokaler Stromverbrauch

vorgezogen werden müsste. Dies ist bei einer konkreten Potentialbestimmung kritisch zu prüfen.

- Voraussetzung für Integrationsnutzen im Übertragungsnetz:

Die erforderliche geografische Auflösung, um durch Lastverlagerung die Belastung des Übertragungsnetzes beeinflussen zu können, ist erheblich gröber als in den Verteilungsnetzen. Verbraucherseitige Flexibilität könnte daher in einem gewissen Umfang regional gepoolt werden. Vor allem aber sind die Anforderungen hier weniger absolut als im Verteilungsnetz, weil die Verbrauchssteuerung nicht alleine bereits ausreichend sein muss, um einen Netzausbauschnitt zu erübrigen. Vielmehr stehen dem Übertragungsnetzbetreiber weitere kurzfristige Optionen wie z. B. Redispatching zur Verfügung, deren Kosten durch Nutzung verbraucherseitiger Flexibilitäten möglicherweise verringert werden könnten. Ein Integrationsnutzen wäre hier also schon dann gegeben, wenn eine nennenswerte Unterstützung der Lastflussbeeinflussung möglich würde.<sup>22</sup>

Allerdings bestehen auch hier vielfältige Herausforderungen. Wie schon oben beschrieben, kann die aus Sicht einer Partei (hier des Übertragungsnetzbetreibers) wünschenswerte Verbrauchsänderung in den Verteilungsnetzen zu lokalen Überlastungen führen. Zudem gilt im Übertragungsnetz noch stärker als auf lokaler Ebene, dass die Ursachen für hohe Netzbelastungen (z. B. starker Wind) länger andauern als die maximale Zeitspanne der Flexibilität aller teilnehmenden Verbraucher; in solchen Fällen wird die Flexibilität praktisch wertlos.<sup>23</sup>

#### 4.2.2 Neue Speichertechnologien

Neben Pumpspeicherkraftwerken gibt es eine Reihe weiterer Technologien zur Speicherung von Elektrizität, (Bio-)Gas und Wärme, die bei saldierter Betrachtung über Speicher und EE-Anlagen prinzipiell zu einer zeitlichen Entkopplung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen von Dargebots- oder (Wärme-)Nachfrage-bedingten Schwankungen beitragen können. Zur Elektrizitätsspeicherung stehen neben – bereits großtechnisch erprobten – Druckluftspeichern unterschiedliche Batterietechniken sowie Wasserstoffspeicherung zur Verfügung oder sind in der Entwicklung. Hierunter sind auch für kleine Einheiten geeignete Techniken.

Über die gesamte Bandbreite der Speichertechniken besteht somit grundsätzlich die Möglichkeit, einen Integrationsnutzen bzgl. Erneuerbarer Energien in Verteilungsnetzen, im Übertragungsnetz, beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage und im Hinblick auf

---

<sup>22</sup> Im Verteilungsnetz wird dagegen eine viel sicherere Wirkung der verbraucherseitigen Flexibilitäten benötigt, um Netzausbau zu vermeiden, weil (außer Erzeugungsmanagement als *Ultima Ratio*) keine Eskalationsmöglichkeiten bestehen.

<sup>23</sup> Die Zeitspanne der Flexibilität beträgt in jedem Einzelfall und damit in erster Näherung auch für das Verbraucherkollektiv nur wenige Stunden (bei Kühlgeräten eher weniger). So ist z. B. bei Waschmaschinen und Elektroautos ein Zeitfenster „über Nacht“ realistisch. Dauert eine Starkwindphase aber die ganze Nacht, so muss die Energie für alle flexiblen Verbraucher vor Ende dieser Phase transportiert werden. Es wäre dann also lediglich eine Vergleichmäßigung der Belastung innerhalb der Nacht möglich, nicht hingegen eine Verschiebung in eine windarme Phase.

Bilanzungleichgewichte zu erzielen. Für die drei letztgenannten Aspekte wären auch größere Einheiten, z. B. Druckluftspeicher (CAES), nutzbar.

Unabhängig von der praktischen Realisierbarkeit eines Integrationsnutzens besteht die Frage der Wirtschaftlichkeit. Für das Übertragungsnetz wurde in IAEW/FGH/ISSET (2007)<sup>24</sup> festgestellt, dass CAES dort keine wirtschaftliche Alternative zu einem Netzausbau darstellen. Einer der Gründe hierfür ist, dass im vermaschten Übertragungsnetz eine punktuelle Leistungsein- oder -ausspeisung selbst eine Leitung in unmittelbarer Nähe nur zu einem gewissen Anteil entlastet, so dass große Speicherleistungen erforderlich sind, um eine zum Netzausbau äquivalente Wirkung zu erzielen.

Im Verteilungsnetz gilt diese Einschränkung aufgrund der dort üblicherweise strahlenförmig betriebenen Netzstrukturen nicht, d. h. Ein- und Ausspeisung wirken sich dort i. A. vollständig auf die Leitungsbelastung aus. Allerdings sind bei kleineren Speichereinheiten die spezifischen Investitionskosten höher. Eine Grobabschätzung, bei der die Kosten von Verteilungsnetzausbau und alternativer Errichtung eines Speichers verglichen werden, zeigt, dass selbst bei ungünstiger Abschätzung der Netzkosten die Kosten des Speichers um einen Faktor zwei bis zwanzig über denen eines mindestens äquivalenten Netzausbaus liegen.<sup>25</sup>

Da in den Verteilungsnetzen die Kosten für EE-bedingten Netzausbau die wesentliche Integrationsanforderung darstellen (vgl. Abschnitt 3.4.2), bieten dezentrale Speicher hier auf ihrem derzeitigen Kostenniveau keinen Integrationsnutzen. Im Übertragungsnetz, wo die Realisierbarkeit des Netzausbaus stärker in Frage steht, können neue Speicher dagegen einen Integrationsnutzen erzielen, ebenso wie im Hinblick auf den Ausgleich von Bilanzungleichgewichten – unter Beachtung der oben bzw. in Bezug auf verbraucherseitige Flexibilität genannten Herausforderungen.

Im Bereich der sicheren Deckung der saisonalen Höchstlast und des effizienten Ausgleichs von Angebot und Nachfrage können neue Speichertechnologien grundsätzlich einen vergleichbaren Nutzen wie Pumpspeicherkraftwerke aufweisen. Der Vorteil neuer Speichertechnologien ist, dass sie in der Regel keinen Potentialbeschränkungen unterliegen. Die Nachteile gegenüber Pumpspeicherkraftwerken liegen in der Wirtschaftlichkeit und je nach Technologie in einer Einschränkung der Flexibilität, z. B. bei der Bereitstellung von Regelleistung. Sowohl adiabate als auch diabate Luftdruckspeicher (CAES-Anlagen) haben bisher nicht die Marktreife erlangt und sind gegenüber Pumpspeicherkraftwerken mit deutlich höheren Investitionskosten –

---

<sup>24</sup> Vgl. IAEW/FGH/ISSET (2007), S. 99

<sup>25</sup> Netzkostenansätze gem. Consentec et al. (2006) (oberer Rand der jeweiligen Bandbreiten), Speicherkosten gem. ISSET et al. (2009) (ca. 8 h Speicherhorizont). Betrachtet wurde ein Speicher im Mittelspannungsnetz im Vergleich zum alternativen Netzausbau (Mittelspannungskabel, Transformator Hoch-/Mittelspannung) unter Berücksichtigung der erforderlichen Netzredundanz, jedoch Vernachlässigung der Nichtverfügbarkeit des Speichers. Je nach Leistung und Entfernung zum Umspannwerk ergibt sich – bei Variation innerhalb plausibler Bandbreiten – ein Verhältnis der Speicher- zu den Netzausbaukosten von ca. 2:1 bis 20:1. Je höher die Leistung und je geringer die Entfernung, desto teurer wird die Speichervariante relativ zum Netzausbau. Nicht berücksichtigt ist hierbei, dass der Netzausbau jeweils zeitlich unbegrenzte Kapazität bietet, während der Speicher durch seinen Energieinhalt begrenzt ist; sind hohe EE-Einspeisungen von längerer Dauer zu kompensieren, ändern sich die Netzausbaukosten nicht, während ein Speicher größer dimensioniert und damit teurer werden müsste.

insbesondere adiabate CAES-Anlagen – und / oder Betriebskosten – insbesondere diabate CAES-Anlagen aufgrund der erforderlichen Zufeuerung von Erdgas – verbunden. Batterien als Speichertechnologien kommen im Wesentlichen als dezentrale Speichertechnologien in Frage. Auch diese sind bei (ausschließlichen) Einsatz zur Stromspeicherung derzeit noch weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt. Ggf. können sich langfristig in diesem Bereich wirtschaftliche Potentiale ergeben, wenn durch andere Anwendungszwecke (z. B. im Rahmen der Nutzung von E-Kfz) ein erheblicher Teil der Investitionskosten gedeckt wird und die Zwischenspeicherung von Elektrizität lediglich als zusätzliches Erlöspotential einen Teil der Kosten decken muss.

#### 4.2.3 Netze

Es wird verschiedentlich diskutiert, ein sog. Overlaynetz zu errichten, d. h. durch Einsatz von über den heutigen Stand der Technik hinausgehende Technologien die Transportkapazität von Übertragungsnetzen signifikant zu erhöhen. Dies betrifft vor allem Hochspannungsgleichstromverbindungen (HGÜ), die neben hoher Übertragungsleistung die Steuerung der Leistungsflüsse erlauben. Alternativ wäre theoretisch in Drehstromtechnik die Einführung einer deutlich über dem heutigen Niveau (380 kV) liegenden Spannungsebene denkbar, bei der die Übertragungskapazität der einzelnen Leitungen entsprechend hoch ist.

Allerdings zeigt sich, dass die auf absehbare Zeit – auch unter Berücksichtigung eines erheblichen EE-Ausbaus – zu bewältigenden Transportaufgaben auch mit konventioneller 380-kV-Drehstromtechnik erfüllbar sind, d. h. die technische Umsetzbarkeit keine akute Integrationshürde darstellt.<sup>26</sup> Damit besteht im hier betrachteten Zeit- und EE-Ausbauhorizont keine Notwendigkeit des Einsatzes der o. g. neuen Technologien für die EE-Integration. Für die vordringliche Integrationsanforderung im Übertragungsnetz – die praktische Realisierbarkeit – stellen sie zudem keine Lösung dar, denn aufgrund verschiedener Aspekte (HGÜ: erheblicher Platzbedarf für Umrichterstationen; Drehstromtechnik oberhalb 380 kV: hohe elektromagnetische Feldstärken sowie hoher Platzbedarf für Umspannanlagen, große Masthöhe und -breite) sind sie mindestens gleichwertigen Akzeptanzproblemen ausgesetzt.

Ein gänzlich anderer Ansatz wird mit dem sog. Freileitungsmonitoring verfolgt. Hier besteht das Ziel darin, die Übertragungsfähigkeit bestehender Betriebsmittel zu erhöhen, indem die Veränderlichkeit der Witterungsbedingungen berücksichtigt wird. Hintergrund ist, dass die tatsächliche Übertragungsfähigkeit einer Freileitung recht stark von den Umgebungsbedingungen (Windgeschwindigkeit und -richtung, Temperatur, Sonneneinstrahlung) beeinflusst wird. Bei der Dimensionierung von Freileitungen werden üblicherweise Abschätzungen zur sichereren Seite für diese Parameter unterstellt, die so gut wie nie gleichzeitig in der ungünstigen Richtung über- bzw. unterschritten werden. Es gibt verschiedene Ansätze zu einer demgegenüber differenzierteren Vorgehensweise. Beispielsweise kann die statistische saisonale Variation der Temperatur in entsprechend saisonal variable Stromgrenzwerte umgerechnet werden. Ein weiter gehender Ansatz besteht darin, aktuelle

---

<sup>26</sup> Vgl. Consentec/r2b (2010)

Messwerte der Umgebungsbedingungen on-line in die Ermittlung der zulässigen Leiterströme einzubeziehen.

Ungeachtet der konkreten Ausgestaltung kann Freileitungsmonitoring eine zumindest zeitweise höhere Netzauslastung ermöglichen und damit eine Verschiebung von Netzausbaumaßnahmen erlauben. In Anbetracht der Realisierungsschwierigkeiten des Netzausbaus stellt dies durchaus einen Integrationsnutzen für Erneuerbare Energien dar. Allerdings ist das Potential insofern begrenzt, als die mit hinreichender Sicherheit im ganzen Jahresverlauf verfügbare zusätzliche Übertragungsleistung bestehender Leitungen deutlich geringer als der Effekt einer zusätzlichen Leitung ist. Freileitungsmonitoring ist somit keine langfristige Alternative zum Netzausbau.<sup>27</sup>

### **4.3 Möglicher Beitrag der Erneuerbaren Energien**

Während die bisherigen Abschnitte dieses Kapitels netz- und konventionelle erzeugungsseitige Potentiale einer optimierten Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromsystem aufgezeigt haben, widmet sich dieser Abschnitt den Integrationsmöglichkeiten der Erneuerbaren Energien-Technologien selbst. Dabei stehen die in Kapitel 3 aufgezeigten Integrationsanforderungen an EEG-Anlagen bzw. die Ziele der Verordnungsermächtigung im Fokus der Analyse. Der Beitrag der Erneuerbaren Energien zur optimierten Integration kann demnach insbesondere in der bedarfsgerechten Betriebsweise liegen, welche zu unterscheiden ist nach:

- Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage,
- Verminderung und Vermeidung von Netzengpässen,
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Die einzelnen EE-Technologien weisen teilweise sehr unterschiedliche Integrationspotentiale hinsichtlich der technischen Realisierbarkeit und der ökonomischen Vertretbarkeit auf. Im Folgenden werden daher zwei Kategorien von EE-Technologien unterschieden: Die erste Kategorie beinhaltet EE-Technologien mit sehr geringen variablen Kosten der Stromerzeugung und keiner (direkten) Speichermöglichkeit. Dazu gehören zum einen die dargebotsabhängigen EE-Technologien Windenergie, Fotovoltaik und Laufwasserkraft ohne Möglichkeit des Schwellbetriebs. Zum anderen wird in diese Kategorie die Geothermie eingeschlossen, welche zwar nicht dargebotsabhängig ist, jedoch sehr niedrige variable Kosten der Stromerzeugung aufweist. Die zweite Kategorie umfasst die EE-Technologien Bioenergie, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Laufwasserkraft mit Schwellbetrieb, welche (relativ hohe) variable Kosten in der Erzeugung aufweisen und/oder potentiell eine (direkte) Speichermöglichkeiten<sup>28</sup> bei den eingesetzten Brennstoffen besitzen.

---

<sup>27</sup> Vgl. IAEW/FGH/ISET (2007)

<sup>28</sup> Bspw. Wärme- und/oder Gasspeicher bei Bioenergie oder Wasserspeicher bei Laufwasserkraftwerken.

### 4.3.1 Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage

EE-Technologien mit niedrigen variablen Kosten und ohne direkte Speichermöglichkeit

Die Dargebotsabhängigkeit schränkt die Einsatzflexibilität von Windenergie, Fotovoltaik und Laufwasserkraft ohne Schwellbetrieb deutlich ein. So wird die maximal mögliche Einspeisung einer Anlage nicht von der Anlagenleistung, sondern von den Wetterbedingungen begrenzt. Ein Abschalten der Anlage ist zwar in der Regel möglich und wird in Ausnahmefällen bereits zur Vermeidung von Netzengpässen praktiziert.<sup>29</sup> Um jedoch entsprechend der Bedarfssignale auf dem Großhandelsmarkt einspeisen zu können, müssen EE-Technologien ihre Leistung nach Bedarf entsprechend erhöhen bzw. drosseln können. Aus technischer Sicht ist eine Drosselung bei Windenergieanlagen der neueren Generation durch Verdrehung der Rotorblätter grundsätzlich möglich.<sup>30</sup> Bei Fotovoltaikanlagen können insbesondere größere Anlagen mit Nachführsystem ihre Einspeisung drosseln, da die Ausrichtung der Module dem Sonnenstand angepasst werden kann.<sup>31</sup> Laufwasserkraftwerke ohne Schwellbetrieb können ihre Turbinenleistung drosseln und das überschüssige Wasser bspw. über das Wehr ablaufen lassen. Aus technischer Sicht ist auch bei Geothermieanlagen eine bedarfsorientierte Drosselung der Einspeisung möglich. Zum einen lassen sich die Pumpen, die das heiße Wasser aus dem Gestein hochpumpen, flexibel steuern. Zum anderen ist eine Regulierung durch die Dampfturbine möglich. Insgesamt zeigt sich also, dass die dargebotsabhängigen EE-Technologien Windenergie, Fotovoltaik und Laufwasserkraft ohne Schwellbetrieb sowie die Geothermie aus technischer Sicht ihre Leistung drosseln oder auf Null reduzieren können, wobei dies bei kleinen Fotovoltaikanlagen mit erheblichen Zusatzkosten verbunden ist. Mit Ausnahme der Geothermie ist jedoch die maximale Einspeisung der Anlage von den Wettergegebenheiten abhängig und somit nicht flexibel.

Eine Drosselung dieser Anlagen zur Strompreis orientierten Einspeisung ist aus ökonomischer Sicht jedoch in den wenigsten Fällen sinnvoll, da Energie verloren geht, welche kostenlos bzw. zu sehr niedrigen variablen Kosten zur Verfügung steht. Wenn diese EE-Anlagen ihre Einspeisung abregeln, wird diese Mindereinspeisung entweder durch konventionelle Kraftwerke mit deutlich höheren variablen Kosten der Stromerzeugung oder aber durch Strombezug aus dem Ausland gedeckt. Neben den höheren Kosten der Stromerzeugung ist hiermit eine Emissionserhöhung aufgrund des zusätzlichen Brennstoffverbrauchs der

---

<sup>29</sup> Da eine Abschaltautomatik die Investitionskosten einer solchen Anlage erhöht, ist dies aus ökonomischer Sicht lediglich für eine genügend große Anlage sinnvoll. Für kleine Fotovoltaikanlagen mit einer Leistung von lediglich wenigen kW ist eine solche Investition hingegen ökonomisch nicht sinnvoll.

<sup>30</sup> Diese sogenannte Pitch-Regelung erfolgt derzeit bei Starkwind mit Windgeschwindigkeiten von 13 bis 25 m/s, um die Leistungsabgabe der Anlage konstant an der Nennleistung der Anlage halten zu können und Schäden an der Anlage oder des Generators zu vermeiden.

<sup>31</sup> Dieses mit zusätzlichen Investitionskosten verbundene motorbetriebene Nachführsystem wird derzeit zum Maximieren des Energieertrags genutzt und lohnt sich in der Regel erst bei einer größeren Fotovoltaikanlage. Eine für die Netz- und Marktintegration förderliche Einspeisesteuerung ist für Kleinanlagen mit denselben Herausforderungen konfrontiert wie Kleinverbraucher und kleine Speicheranlagen (vgl. Abschnitte 4.2.1 und 4.2.2)

konventionellen Kraftwerke verbunden. Somit ist eine Drosselung von EE-Anlagen mit sehr niedrigen variablen Kosten, um Strompreis getrieben einzuspeisen, sowohl aus ökonomischer Sicht als auch aus Klimaschutzgründen als problematisch und im Normalfall als wenig sinnvoll anzusehen. Die technisch begrenzten Möglichkeiten zur flexiblen Einspeisung von Windenergie, Fotovoltaik, Geothermie und Laufwasserkraft ohne Schwellbetrieb sollten daher lediglich für Erzeugungsmanagement zur Vermeidung von kritischen Netzsituationen sowie bei negativen Strompreisen auf dem Großhandelsmarkt genutzt werden. Das Abschalten bzw. die Leistungsdrosselung von EE-Anlagen in Zeiten negativer Strompreise vermindern die Anfah- und Abfahrkosten der konventionellen Kraftwerke und können daher aus ökonomischer Sicht sinnvoll sein. Jedoch sollten sowohl für das Erzeugungsmanagement als auch bei negativen Strompreisen zunächst EE-Anlagen mit höheren variablen Kosten wie bspw. Bioenergie abgeschaltet werden.

#### EE-Technologien mit hohen variablen Kosten und/oder direkter Speichermöglichkeit

Zu den EE-Technologien mit relativ hohen variablen Kosten und/oder potentieller direkter Speichermöglichkeit des Brennstoffs zählen die Bioenergie, Deponie- und Klärgas sowie Laufwasserkraftwerke mit der Möglichkeit des Schwellbetriebs. Zusätzlich mit einbezogen in diese Kategorie ist das Grubengas, welches zwar nicht als Erneuerbare Energien-Technologie gilt, jedoch gemäß EEG gefördert wird.

Für die Stromerzeugung auf Basis von Bioenergie hängt das Flexibilisierungspotential von der Art der eingesetzten Technologie ab. Bei Biogasanlagen ist das Flexibilisierungspotential bspw. abhängig von dem Vorhandensein und der Größe eines Gasspeichers sowie der Größe des Fermenters und des Generators. Grundsätzlich ist ein flexibler Betrieb von Biogasanlagen möglich, da sie eine schnelle Regelbarkeit aufweisen.<sup>32</sup> Auch Bioenergieanlagen auf Basis fester Biomasse können grundsätzlich flexibel erzeugen. Bzgl. der Flexibilitätspotentiale ist zwischen Bestands- und Neuanlagen zu unterscheiden. Während Bestandsanlagen aufgrund des bisher fehlenden Anreizes einer Regelfähigkeit häufig nicht über die technischen Voraussetzungen für eine flexible Einspeisung verfügen, kann bereits bei der Auslegung und Errichtung von Neuanlagen eine flexible Betriebsweise berücksichtigt werden. Bei wärmegeführten KWK-Anlagen auf Basis von Biomasse hängt die Möglichkeit eines flexiblen Betriebs wesentlich vom Vorhandensein eines Wärmespeichers ab, damit die erzeugte Wärmemenge flexibel abgeführt werden kann, ohne dass nennenswerte Wirkungsgradverluste in Kauf genommen werden müssen.<sup>33</sup> Es wird davon ausgegangen, dass auch bestehende Biomasseanlagen mit Wärmespeichern – falls noch nicht vorhanden – nachgerüstet werden können, was für die

---

<sup>32</sup> In der Literatur werden für Biogas-Blockheizkraftwerke Anfahrgeschwindigkeiten von wenigen Minuten und schnelle Regelbarkeit im Betrieb angegeben.<sup>32</sup> Die Höhe der Mindestlast ist je nach Anlagentyp unterschiedlich. Für typische Biogasanlagen liegt sie im Bereich von rund 50 % der Nennleistung (vgl. bspw. Gerhardt, N. (2009b)).

<sup>33</sup> Alternativ zum Wärmespeicher könnte die Wärme ggf. auch ungenutzt abgegeben werden. Die damit einhergehenden Wirkungsgradverluste der Anlage sind dann dem Nutzen der flexiblen Einspeisung gegenzurechnen.

Betreiber jedoch mit Zusatzkosten verbunden ist. Das erläuterte Flexibilisierungspotential der Bioenergie gilt analog für Deponie-, Klär- und Grubengas.

Eine weitere Flexibilisierungsmöglichkeit ist durch die im Rahmen des EEG geförderte Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz gegeben. Hierbei wird Biogas in einer Biogasanlage zu Biomethan aufbereitet und in ein Erdgasnetz eingespeist.<sup>34</sup> Dieses zu Erdgasqualität aufbereitete Gas wird an anderer Stelle wieder entnommen und über ein Gaskraftwerk in Strom umgewandelt. Für die Stromerzeugung auf Basis des entnommenen Gases erhält der Betreiber des Gaskraftwerks eine Vergütung entsprechend § 27 des EEG(2009).<sup>35</sup> Die Vorteile dieser Option sind zum einen die räumliche und zum anderen die zeitliche Entkopplung von Energieerzeugung und -verwertung. Die räumliche Entkopplung ermöglicht die Erzeugung des Biogases am Standort mit guten Brennstoffpotentialen und die bedarfsorientierte Nutzung des Gases am Standort mit großem Strom- und Wärmebedarf.<sup>36</sup> Neben der räumlichen Entkopplung kann die Einspeisung und Ausspeisung des Gases aufgrund der Nutzungsmöglichkeit vorhandener Speicher im Erdgasnetz oder das Erdgasnetz selbst als Netzpuffer auch zeitlich entkoppelt werden. Die skizzierte Einspeiseregulung für Biomethan im Rahmen des EEG(2009) gilt analog für Deponie- und Klärgas.<sup>37</sup>

Laufwasserkraftwerke mit der Möglichkeit des Schwellbetriebs sind begrenzt in der Lage, ihre Einspeisung anzupassen. Diese Anlagen haben die Möglichkeit, den Zufluss für eine gewisse Zeit aufzustauen und zeitlich verzögert in Strom umzuwandeln. Der zur Verfügung stehende Stauraum fungiert aufgrund des begrenzten Wasserspeichervolumens in der Regel als Stundenspeicher.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass Bioenergieanlagen sowie Laufwasserkraft mit Schwellbetrieb grundsätzlich entsprechend der Preissignale auf dem Großhandelsmarkt einspeisen können. Allerdings ist die Höhe der Flexibilität bei der Bioenergie wesentlich vom Vorhandensein und der Größe eines Gas-, Wärme- oder Brennstoffspeichers sowie der Größe des Generators abhängig. Der Vorteil der Aufbereitung von Biogas zu Erdgasqualität und der anschließenden Einspeisung ins Erdgasnetz liegt im Vergleich zur direkten Stromerzeugung in der zeitlichen und räumlichen Entkopplung von Ein- und Ausspeisung, so dass bereits vorhandene Gasspeicher im Erdgasnetz genutzt werden können. Die Speichermöglichkeit ist ein

---

<sup>34</sup> Im Jahre 2009 speisten in Deutschland rund 30 Biomethaneinspeiseanlagen rund 0,18 Mrd. m<sup>3</sup> Biomethan ins deutsche Erdgasnetz ein. Das Ziel der deutschen Bundesregierung ist eine Einspeisung von 6 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2020. Inwieweit dieses Ziel erreicht werden kann ist derzeit noch nicht absehbar. Dies wird im Wesentlichen von der weiteren Förderung abhängen.

<sup>35</sup> § 27 des EEG(2009) bestimmt danach, dass aus einem Gasnetz entnommenes Gas als Biomasse gilt, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Gas aus Biomasse entspricht. Die Vergütung entsprechend EEG(2009) erhält zwar der Gasausspeiser (Stromerzeuger), jedoch kauft dieser dem Gaseinspeiser (Gasaufbereiter) ein Zertifikat ab, dessen Höhe die Kosten der Aufbereitung des Biogases zu Biomethan decken soll.

<sup>36</sup> Insbesondere die Nutzung der Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist häufig bei direkter Umwandlung des Biogases in Strom und Wärme am Ort der Biogaserzeugung nicht in dem Maße gegeben, da ein Wärmenetz nicht vorhanden ist.

<sup>37</sup> Aufgrund des bedeutend geringeren Potentials an Deponie- und Klärgas ist das Potential der Aufbereitung der Gase auf Erdgasqualität und die nachfolgende Einspeisung ins Erdgasnetz jedoch deutlich geringer im Vergleich zu Biogas.



entscheidender Vorteil gegenüber der Windenergie, Fotovoltaik und Laufwasserkraft ohne Schwellbetrieb. Während die Einspeisung mit Speichermöglichkeit zeitlich verschoben werden kann, erfolgt im Fall ohne Speicheroption die Flexibilisierung der Einspeisung auf Kosten einer Reduktion der gesamten Einspeisemenge. Falls Bioenergieanlagen keine Speichermöglichkeit haben, führt eine Drosselung der Einspeisung zu Brennstoff- und somit zu Kosteneinsparungen, falls die Brennstoffe nicht ausschließlich lokal genutzt werden können. Daher sollten bspw. Bioenergieanlagen stets vor EE-Technologien mit sehr geringen variablen Kosten gedrosselt oder heruntergefahren werden (z. B. bei Erzeugungsmanagement).

#### **4.3.2 Verminderung und Vermeidung von Netzengpässen**

Der Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Verminderung und Vermeidung von Netzengpässen ist sehr begrenzt. Es gelten hier die technologiespezifischen Ausführungen des vorigen Abschnitts, ergänzt um die Einschränkung durch die jeweilige geografische Lage und – wichtig im Hinblick auf effektive Steuerung netzentlastender Wirkungen – die Koordination einer Vielzahl kleiner Einheiten.

#### **4.3.3 Bereitstellung von Systemdienstleistungen**

Im Rahmen dieses Abschnitts werden die Möglichkeiten der Erneuerbaren Energien zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen aufgezeigt. Mit dem sog. Systemdienstleistungsbonus ist bereits eine Rechtsverordnung in Kraft getreten, welche jedoch nicht den Regelenergiemarkt berücksichtigt, sondern technische Vorgaben für die Blindleistungsbereitstellung sowie die Spannungsstützung insbesondere von Windenergieanlagen regelt. Hierdurch werden die in Abschnitt 3.5 beschriebenen Integrationsanforderungen bzgl. lokaler Systemdienstleistungen im Rahmen der technischen Möglichkeiten gedämpft, wenn auch keineswegs eliminiert.

Im Folgenden wird der verbleibende Aspekt eines möglichen Beitrags der EE-Technologien auf dem Regelenergiemarkt und dort insbesondere auf dem Minutenreservemarkt analysiert. Analog zu Abschnitt 4.3.1 wird auch in diesem Abschnitt eine Unterteilung der EE-Technologien entsprechend der variablen Kosten sowie der direkten Speichermöglichkeit vorgenommen.

#### **EE-Technologien mit niedrigen variablen Kosten und ohne direkte Speichermöglichkeit**

Die EE-Technologien mit sehr niedrigen variablen Kosten wie Windenergie, Fotovoltaik, Geothermie und Wasserkraft können aus technischer Sicht sowohl positive als auch negative Regelleistung zur Unterstützung der Frequenz- und Spannungshaltung bereitstellen. Im Gegensatz zu einigen konventionellen Regelleistungskraftwerken haben Windenergieanlagen sogar den Vorteil, dass sie eine sehr niedrige Mindestlast aufweisen und somit auch mit einer Leistung von deutlich unterhalb von 40 % der Nennleistung betrieben werden können.<sup>38</sup>

Aus ökonomischer Sicht kann für diese EE-Technologien im Normalfall jedoch lediglich die Teilnahme am negativen Regelleistungsmarkt für Minutenreserve eine sinnvolle Option sein.

---

<sup>38</sup> Vgl. bspw. Al-Awaad, A.-R. (2009).

Das Angebot negativer Regelleistung erfordert keine generelle Drosselung der Einspeisung. Lediglich für den relativ seltenen Fall des Abrufs der negativen Regelleistung muss die Anlage gedrosselt werden.<sup>39</sup> Grundsätzlich ist die Bereitstellung von negativer Regelleistung für den EE-Betreiber mit keinen zusätzlichen Kosten verbunden, sofern die Anlage die technischen Voraussetzungen erfüllt. Lediglich die Aufrüstung der EE-Anlage mit der dafür notwendigen Technik kann mit Zusatzkosten verbunden sein. Allerdings müssen die EE-Anlagen die gleichen technischen Bedingungen zur Teilnahme an der Bereitstellung der Reserveleistung erfüllen wie konventionelle Kraftwerke. Für kleine Fotovoltaikanlagen ist aufgrund des technischen Aufwands für den ferngesteuerten Betrieb eine Bereitstellung von negativer Regelleistung ökonomisch nicht sinnvoll. Dies gilt zumindest für den Untersuchungshorizont bis 2020. Inwieweit zukünftige Fotovoltaikanlagen eine solche Fernsteuerung bereits enthalten, ist derzeit nicht absehbar.

Eine Teilnahme von Windenergie, Fotovoltaik, Geothermie und Laufwasserkraft ohne Schwellbetrieb am positiven Regelleistungsmarkt ist sowohl ökonomisch als auch aus Klimaschutzgesichtspunkten im Normalfall keine Option, da dazu die Anlagen gedrosselt betrieben werden müssen. Aufgrund ihrer niedrigen variablen Kosten würde dadurch sehr kostengünstige und emissionsfreie Energie verloren gehen.

#### EE-Technologien mit hohen variablen Kosten und/oder direkter Speichermöglichkeit

Grundsätzlich besteht auch für Bioenergie-, Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen technisch die Möglichkeit, dass diese am Regelenergiemarkt teilnehmen und sowohl positive als auch negative Regelleistung bereitstellen können. Analog zu Windenergie, Fotovoltaik, Geothermie und schwellbetriebsfähiger Laufwasserkraft haben nicht alle Bestandsanlagen die dafür notwendigen Voraussetzungen. Neuanlagen können jedoch mit der dafür erforderlichen Technik grundsätzlich ausgestattet werden.

Das ökonomische Potential der Bereitstellung sowohl von positiver als auch von negativer Regelleistung ist für diese Technologien abhängig von den Preissignalen auf dem Großhandelsmarkt und dem Regelleistungsmarkt sowie der Brennstoffverfügbarkeit. Grundsätzlich unterliegen die Betreiber dieser EE-Anlagen dem gleichen Optimierungskalkül wie konventionelle Kraftwerksbetreiber. Im Gegensatz zu EE-Technologien mit sehr niedrigen variablen Kosten geht bei der Bereitstellung positiver Regelleistung jedoch keine Energie verloren, da der eingesparte Brennstoff ggf. anderweitig oder in anderen Perioden genutzt werden kann. Analog zu den in Abschnitt 4.3.1 erläuterten Effekten erfolgt somit lediglich eine Verschiebung der Stromerzeugung.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass EE-Anlagen mit sehr niedrigen variablen Kosten lediglich einen Anreiz zur Bereitstellung negativer Regelleistung erhalten sollten, da bei der Bereitstellung von positiver Regelleistung kostengünstige Energie verloren geht. EE-

---

<sup>39</sup> Dadurch, dass diese EE-Technologien aufgrund der bestehenden Opportunitäten vergleichsweise hohe Kosten des Abrufs auf dem Regelenergiemarkt haben, sinkt die Wahrscheinlichkeit eines Abrufs dieser Technologien noch weiter.

Technologien mit höheren variablen Kosten können neben der Vorhaltung von negativer Regelleistung ggf. auch einen sinnvollen Beitrag zur Bereitstellung von positiver Regelleistung leisten. Inwieweit dies in der Praxis genutzt werden würde, hängt von der Preiskonstellation auf den relevanten Märkten ab.

Neben der direkten Möglichkeit der Bereitstellung von Regelenergie können Erneuerbare Energien auch einen Beitrag dazu leisten, dass zukünftig weniger Regelenergiebedarf besteht. Müssten bspw. die Betreiber von EEG-Anlagen ihren Strom eigenständig vermarkten, so hätten diese einen Anreiz, dem verantwortlichen Netzbetreiber eine möglichst gute Einspeiseprognose bzw. Fahrplananmeldung abzugeben sowie einen Anreiz zur Fahrplantageue. Dieser Anreiz bestünde dadurch, dass der EE-Betreiber für die Abweichung seiner prognostizierten zur realisierten Einspeisung Ausgleichsenergie beschaffen müsste. Während der EE-Betreiber im derzeitigen System der Festpreisvergütung keine Fahrplananmeldung durchführen muss, wäre er bei einer eigenständigen Vermarktung dazu angereizt, im Rahmen der Fahrplananmeldung neben der stündlichen Fahrweise bspw. auch anstehende Revisionszeiten zu berücksichtigen.

Inwieweit sich die Gesamteinspeiseprognose bei einer Eigenvermarktung des erzeugten Stroms der EE-Betreiber im Vergleich zum derzeitigen Prognoseverfahren<sup>40</sup> im Rahmen des EEG verbessern würde, ist allerdings nicht eindeutig. Die Literatur diskutiert insbesondere zwei Verfahren: Zum einen kann die Einspeiseprognose auf einer Mikroanalyse der Einzelanlagen basieren und anschließend zu einer Gesamtprognose aggregiert werden. Zum anderen besteht die Möglichkeit, die Gesamtprognose durch eine Hochrechnung auf Basis repräsentativer Anlagen, Standorte und Einspeisestrukturen zu erstellen. Welche der beiden Prognosemöglichkeiten näher an der tatsächlich realisierten Einspeisung liegt, ist jedoch umstritten. Grundsätzlich lässt sich die Aussage treffen, dass je größer Anlagen sind, desto sinnvoller ist eine anlagenspezifische Einzelprognose.

#### **4.3.4 Datengrundlage zur Ermittlung des Integrationspotenzials Erneuerbarer Energien**

Erfolgte in den vorangegangenen Abschnitten eine grundsätzliche Einteilung der Potenziale der Erneuerbaren Energien nach den unterschiedlichen Herausforderungen, so wird in diesem Abschnitt die Datengrundlage zur Bestimmung der tatsächlich realisierbaren Potenziale dargelegt. Diese Daten dienen als Grundlage für die anschließende Analyse der Inanspruchnahmepotenziale und der Kosten-/Nutzenrelation der diskutierten Modelle der Marktprämie und des Kombikraftwerksbonus. Um die Analyse möglichst realitätsnah durchführen zu können, bedarf es zum einen detaillierter Daten zu technischen und ökonomischen Aspekten sowie Fördergegebenheiten der bestehenden EEG-Anlagen. Da der Analysehorizont dieser Untersuchung den Zeitraum bis zum Jahr 2020 umfasst, sind zusätzlich Annahmen zu Zubau und Stilllegungen der nächsten zehn Jahre erforderlich.

---

<sup>40</sup> Derzeit erstellen die Übertragungsnetzbetreiber für ihre jeweilige Regelzone eine aggregierte Windenergieeinspeiseprognose.

Grundlage für die Abbildung der bestehenden EEG-Anlagen ist die Anlagen scharfe Datenbank für Stromerzeugungstechnologien auf Basis Erneuerbarer Energien in Deutschland der r2b energy consulting GmbH. Diese Datenbank enthält u. a. Informationen bzgl. des Inbetriebnahmejahrs, des Anlagenstandorts (Postleitzahl), der installierten Leistung, der eingespeisten elektrischen Energie im Jahr 2008, der vermiedenen Netznutzungsentgelte sowie der bezogenen EEG-Vergütung. Weitere Informationen wie Anteil der KWK an der Stromerzeugung, Anlagengröße, Anlagenstandort (bspw. bei Fotovoltaik), Netzanschlussebene und Anschluss des Verteilnetzbetreibers sind ebenfalls in der Datenbank hinterlegt. Grundlage der Daten sind die Veröffentlichungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Transpower Stromübertragungs GmbH<sup>41</sup>, Amprion GmbH<sup>42</sup>, 50 Hertz Transmission GmbH<sup>43</sup>, EnBW Transportnetze AG<sup>44</sup>). In die Datenbank gehen die Jahresmeldungen von über 450.000 EEG-Anlagenbetreibern zugeordnet nach ihren individuellen Anlagenschlüsseln ein.<sup>45</sup>

In Tabelle 4-1 sind die Stromerzeugung sowie die Bruttovergütung der in 2008 installierten EEG-Anlagen für verschiedene Inbetriebnahmezeitpunkte aggregiert dargestellt. In Summe wurden im Jahr 2008 rund 71 TWh Strom aus EEG-Anlagen erzeugt, wovon rund 84 % auf Windenergie und Biomasse entfielen. Für Biomasse und Fotovoltaik zeigt sich, dass der wesentliche Zubau erst seit 2005 erfolgt ist.

**TABELLE 4-1: EEG-STROMERZEUGUNG UND BRUTTOVERGÜTUNGEN IM JAHR 2008 ENTSPRECHEND DER EEG-ANLAGENDATENBANK DER R2B ENERGY CONSULTING**

	Stromerzeugung 2008 in TWh				Bruttovergütung 2008 in Mio. €			
	Inbetriebnahmejahr			Summe	Inbetriebnahmejahr			Summe
	1990-2001	2002-2004	2005-2008		1990-2001	2002-2004	2005-2008	
Biomasse	2,58	4,39	11,97	18,94	269	500	1.924	2.693
Wind Onshore	14,16	14,41	11,96	40,53	1.279	1.280	997	3.557
Wind Offshore	-	0,04	0,00	0,04	-	4	0	4
Fotovoltaik	0,15	0,86	3,41	4,42	75	460	1.684	2.218
Geothermie	-	0,00	0,02	0,02	-	0	3	3
Deponie-, Klär-, Grubengas	0,92	1,10	0,19	2,21	66	76	14	156
Wasserkraft	3,30	0,92	0,76	4,98	237	72	70	379

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

<sup>41</sup> <http://www.transpower.de>

<sup>42</sup> <http://www.amprion.net>

<sup>43</sup> <http://www.50hertz-transmission.net>

<sup>44</sup> <http://www.enbw.com>

<sup>45</sup> Zum Zeitpunkt des Abschlusses der Studie lagen die EEG-Daten für das Jahr 2009 noch nicht vor.

Um die zukünftigen Integrationspotenziale bis zum Jahr 2020 bestimmen zu können, müssen neben den bestehenden EEG-Anlagen zusätzlich der Zubau neuer EEG-Anlagen sowie die Stilllegungen alter EEG-Anlagen bis zum Jahr 2020 berücksichtigt werden. Die prognostizierte Entwicklung des EEG-Anlagenparks bis 2020 basiert auf der „30 %-Variante“ der Studie „Voraussetzungen einer optimalen Integration Erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“, die das Konsortium aus Consentec und r2b energy consulting für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie angefertigt hat.<sup>46</sup> In Tabelle 4-2 ist die unterstellte Entwicklung des gesamten EEG-Anlagenparks bis zum Jahr 2020 dargestellt. Darin enthalten sind neben den zukünftigen Zubauten auch die Stilllegungen einzelner EEG-Anlagen, deren technische Lebensdauer bereits vor 2020 abläuft.

**TABELLE 4-2: ANNAHMEN ZUR ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN KAPAZITÄT ERNEUERBARER ENERGIEN ENTSPRECHEND IHRES INTEGRATIONSPOTENZIALS**

	installierte Kapazität in MW		
	2010	2015	2020
<b>EE-Technologien mit hohen variablen Kosten und/oder Speichermöglichkeit</b>			
Biomasse	4.983	7.998	8.346
Deponie-, Klär-, Grubengas	404	374	304
Wasserkraft mit Schwellbetrieb	390	528	628
<i>Gesamt</i>	<i>5.777</i>	<i>8.900</i>	<i>9.278</i>
<b>EE-Technologien mit niedrigen variablen Kosten und keiner Speichermöglichkeit</b>			
Wind Onshore	27.062	30.759	30.115
Wind Offshore	336	3.936	9.733
Fotovoltaik	11.908	26.901	41.833
Geothermie	16	332	332
Wasserkraft ohne Schwellbetrieb	910	1.232	1.465
<i>Gesamt</i>	<i>40.232</i>	<i>63.160</i>	<i>83.479</i>

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH auf Basis Consentec/r2b (2010).

Es zeigt sich, dass die EE-Technologien mit hohen variablen Kosten und/oder einer Speichermöglichkeit insgesamt einen geringen Anteil an den gesamten installierten Kapazitäten Erneuerbarer Energien leisten können. Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt erläutert, ist eine bedarfsgerechte Einspeisung hinsichtlich eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage lediglich für diese EE-Technologien technisch möglich bzw. ökonomisch sinnvoll. Die Bioenergie stellt von diesen EE-Technologien den größten Anteil. Die installierte Kapazität der grundsätzlich steuerbaren EE-Technologien steigt bis zum Jahr 2020 auf rund 9 GW an. Der Anteil der EE-Technologien mit niedrigen variablen Kosten und keiner Möglichkeit der

<sup>46</sup> Im Unterschied zur „30 %-Variante“ der genannten Studie werden im Rahmen der vorliegenden Untersuchung die derzeit vorgeschlagenen Anpassungen der Rahmenbedingungen der Fotovoltaikförderung bereits berücksichtigt. Somit erfolgt in dieser Studie ein vergleichsweise starker Zubau der Fotovoltaikanlagen bis zum Jahr 2020.

Speicherung, die im vorangegangenen Abschnitt als nicht bedarfsgerecht hinsichtlich des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage eingestuft wurden, überwiegt deutlich und beträgt im Laufe der Betrachtungsperiode 87 bis 90 %. Somit zeigt sich, dass insgesamt lediglich für einen geringen Teil der installierten EE-Kapazitäten eine Verlagerung der Einspeisung entsprechend eines Bedarfssignals (bspw. Strompreis) möglich bzw. ökonomisch sinnvoll ist.

Wie bereits beschrieben besteht jedoch ein hohes Integrationspotenzial hinsichtlich der Bereitstellungsmöglichkeit von Regelleistung, da grundsätzlich nahezu alle EE-Technologien diese Dienstleistungen anbieten können, sofern die Präqualifikationskriterien eine solche Option zukünftig zulassen.

#### **4.4 Zusammenfassender Überblick über die Integrationsanforderungen und -potenziale**

In den vorherigen Abschnitten wurden die Potentiale für eine optimierte Integration der Erneuerbaren Energien dargestellt. Dabei wurde nach bestehenden und zukünftigen Potentialen sowie Potentialen, welche die Erneuerbaren Energien selbst zu ihrer Integration leisten können, unterschieden. Diese Potentiale werden in Tabelle 4-3 hinsichtlich ihres Beitrags zur Erfüllung der Integrationsanforderungen zusammenfassend dargestellt. Grundsätzlich zeigt sich, dass der Beitrag der bestehenden Potentiale für den Ausgleich für Stromangebot- und Nachfrage sowie für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen bereits relativ groß ist. Die zukünftigen nicht auf Erneuerbaren Energien basierenden Potentiale erhöhen im Wesentlichen den Beitrag zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage. Hingegen ist ihr Beitrag zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie zur Vermeidung von Netzengpässen gering.

Das zukünftige Potential der Erneuerbaren Energien zur optimierten Integration ist im Vergleich zu den genannten Potentialen außerhalb der Erneuerbaren Energien deutlich geringer. Es besteht insbesondere im Bereich der Regelleistungsvorhaltung sowie dem Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage. Während grundsätzlich alle Erneuerbaren Energien einen unmittelbaren technischen und ökonomischen Beitrag zur Bereitstellung von Regelleistung leisten können, ist das ökonomisch sinnvolle Potential zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage lediglich auf EE-Technologien begrenzt, welche hohe variable Kosten und/oder eine direkte Speichermöglichkeit aufweisen.

Insgesamt zeigt sich über alle Potentiale hinweg lediglich eine sehr geringe Möglichkeit, Netzengpässe zu vermeiden. Die wirtschaftlichste Option besteht in der Regel durch Ausbau der Netze, dessen praktische Realisierbarkeit jedoch vor allem im Übertragungsnetz begrenzend wirkt. Alle weiteren Optionen können aus ökonomischer und technischer Sicht lediglich einen mittelbaren oder keinen relevanten Beitrag zur optimierten Netzintegration leisten.

**TABELLE 4-3: VERGLEICH DER POTENTIALE UND DER INTEGRATIONSANFORDERUNGEN FÜR EINE OPTIMIERTE INTEGRATION ERNEUERBARER ENERGIEN**

	Ausgleich von Angebot und Nachfrage		Vermeidung von Netzengpässen	Systemdienstleistungen	
	Residuale Lastdauerlinie	Deckung der saisonalen Höchstlast	Netzauslegung	Regelenergie	lokale Systemdienstleistungen
<b>Bestehende Potentiale</b>					
- Konventionelle Kraftwerke	●	●	●	●	●
- Pumpspeicherkraftwerke	●	●	●	●	●
- Netze	●	●	●	●	●
<b>Zukünftige Potentiale</b>					
- Verbraucher	●	●	●	●	●
- Speichertechnologien	●	●	●	●	●
- Netze	●	●	●	●	●
<b>Erneuerbare Energien</b>					
- geringe variable Kosten ohne direkte Speicherung	●	●	●	●	●
- hohe variable Kosten mit/ohne direkte Speicherung	●	●	●	●	●
<p>● Potential leistet einen unmittelbaren technischen und ökonomischen Beitrag zu den Integrationsanforderungen</p> <p>● Potential leistet einen mittelbaren technischen und ökonomischen Beitrag zu den Integrationsanforderungen</p> <p>● Potential leistet aus technischer und ökonomischer Sicht keinen relevanten Beitrag zu den Integrationsanforderungen</p>					

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH und Consentec GmbH.

## 5 Ausgestaltung des Marktprämienmodells und des Kombikraftwerksbonus

In diesem Kapitel werden zunächst die Eckpunkte der vorliegenden Vorschläge bezüglich der Umsetzung der Verordnungsermächtigung, die sich aus § 64 Absatz 1 Nr. 6 des EEG(2009) ergeben, dargestellt. Dieses sind zum einen das sog. Marktprämienmodell und zum anderen der sog. Kombikraftwerksbonus. Die beiden Modellvorschläge haben den Anspruch, hinsichtlich der Markt- und Netzintegration der Erneuerbaren Energien einen positiven Beitrag zu leisten. Sie sind als Ergänzung(en) zum derzeitigen Festpreisvergütungsmodell inklusive der Möglichkeit der Direktvermarktung nach § 17 EEG(2009) anzusehen. Diese positiven Beiträge sollen sich aus der Heranführung der Erneuerbaren Energien an den wettbewerblichen Strommarkt, einer Weiterentwicklung der Technologien in den Bereichen der Erneuerbaren Energien sowie neuer Speichertechnologien sowie einer bedarfsgerechteren Einspeisung der EEG-Anlagen ergeben.

### 5.1 Ausgestaltung des Marktprämienmodells

Das Marktprämienmodell in der derzeit diskutierten Form geht auf das vom BMU beauftragte Forschungsprojekt „Fortentwicklung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) zur Marktdurchdringung Erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Strommarkt“<sup>47</sup> aus dem Jahre 2007 zurück. Die Autoren der Studie sehen das Marktprämienmodell als Möglichkeit, die EEG-Anlagen näher an den Markt heranzuführen. Insbesondere die Herausforderung, dass bei einem fortschreitenden Ausbau Erneuerbarer Energien ein zunehmender Anteil der Stromerzeugungsanlagen nicht auf Preissignale des wettbewerblichen Strommarktes reagiert, führt zu einem Flexibilisierungsbedarf. Das Marktprämienmodell soll laut Autoren die Marktintegration der Erneuerbaren Energien (innerhalb des EEG) verbessern, ohne die Investitionssicherheit durch die Förderung im Rahmen der Festpreisvergütung des EEG zu gefährden. Daher soll das Marktprämienmodell als optionales Förderinstrument neben dem bestehenden System der Festpreisvergütung implementiert werden. Grundsätzlich besteht für jede EEG-Anlage die Möglichkeit, am Marktprämienmodell teilzunehmen. Analog zur derzeit bestehenden EEG-Regelung der monatlichen Wechseloption zwischen EEG-Vergütung und Direktvermarktung ist auch im bestehenden Vorschlag des Marktprämienmodells eine monatliche Wechseloption vorgesehen.

Bei Wahl des Marktprämienmodells muss der Betreiber einer EEG-Anlage seinen erzeugten Strom im Wettbewerb zu anderen Anbietern auf dem Strommarkt selbst vermarkten, wobei die vorrangige Abnahmepflicht bestehen bleibt. Die Erlöse des EE-Betreibers im Marktprämienmodell ergeben sich gemäß Abbildung 5-1.<sup>48</sup> Demnach erhält der EE-Betreiber

---

<sup>47</sup> Fraunhofer ISI et al. (2007).

<sup>48</sup> Der Modellvorschlag enthält keine Angaben über die Möglichkeit der EE-Betreiber, zusätzliche vermiedene Netznutzungsentgelte zu erhalten. Im Rahmen dieses Gutachtens wird davon ausgegangen, dass dem EE-Betreiber im Marktprämienmodell im Gegensatz zur im EEG vorgesehenen Option der Direktvermarktung keine vermiedenen Netznutzungsentgelte gewährt werden.



zum einen den erzielten Erlös seines auf dem Strommarkt verkauften Stroms. Zum anderen erhält er Anreize in Form einer Prämie, um vom Festpreisvergütungsmodell in das Marktprämienmodell zu wechseln und den damit verbundenen erhöhten Aufwand auszugleichen. Diese Prämie unterteilt sich in eine sogenannte „gleitende Prämie“, eine „Profilservicekomponente“ und eine „Handelsprämie“.

Die gleitende Prämie soll die Differenz zwischen der EEG-Vergütung und dem Verkaufserlös ausgleichen, um den EE-Betreiber im Marktprämienmodell nicht schlechter zu stellen als bei der optionalen Wahl der Festpreisvergütung. Daher ist die gleitende Prämie an die Höhe der EEG-Vergütung sowie an einen Marktpreisindikator gekoppelt. Die gleitende Prämie ergibt sich durch die EEG-Vergütung abzüglich des Marktpreisindikators. Dieser Indikator bestimmt sich durch den ungewichteten Monatsmittelwert der stündlichen Strompreise an der EEX (Phelix-Base) gewichtet mit einem technologiespezifischen Profilmfaktor. Dieser Profilmfaktor berücksichtigt die unterschiedlichen Einspeisestrukturen von EEG-Strom und soll deren unterschiedliche Verkaufserlöse auf dem Strommarkt berücksichtigen.<sup>49</sup> So liegt bspw. der Verkaufswert von Fotovoltaikstrom aufgrund der tendenziellen Einspeisung zu Hochpreiszeiten höher als derjenige von volatiler Stromeinspeisung auf Basis von Windenergie.<sup>50</sup> Der Strompreis im Rahmen der gleitenden Prämie wird ex post ermittelt, um das Risiko eines schwankenden Marktpreisniveaus für die Anlagenbetreiber zu eliminieren.

ABBILDUNG 5-1: ERLÖSKOMPONENTEN DES EE-BETREIBERS BEIM MARKTPRÄMIENMODELL



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH auf Basis BMU (2008).

Da der EE-Betreiber bei Wahl der Marktprämie seinen Strom selbst vermarkten muss, ist er auch für den Ausgleich von Abweichungen zwischen prognostizierter und realisierter Einspeisung verantwortlich. Die damit verbundenen Kosten der Fahrplanerfüllung bzw. der Beschaffung der notwendigen Ausgleichsenergie für EEG-Anlagen wurden bisher den

<sup>49</sup> Der Profilmfaktor berücksichtigt das je nach EE-Technologie unterschiedliche Einspeiseprofil. Je nachdem, ob die EE-Anlage – bspw. auf Grund von Dargebotsabhängigkeiten – tendenziell zu Hochpreiszeiten oder aber zu Niedrigpreiszeiten einspeist, ist auch der Marktwert des Stroms unterschiedlich.

<sup>50</sup> Der Verkaufswert von EE-Strom wird zusätzlich beeinflusst durch den sogenannten ‚merit oder‘-Effekt der Erneuerbaren Energien. So führt bspw. eine hohe Windenergieeinspeisung zu einer geringeren vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden residualen Last und in der Konsequenz zu einer Reduktion der Strompreise in zahlreichen Stunden des Jahres. Somit führt eine hohe EE-Einspeisung in einzelnen Stunden zu einer Verringerung des Strompreises und somit auch des Verkaufswertes des einspeisenden EE-Stroms.

Übertragungsnetzbetreibern angelastet, so dass den EE-Betreibern bisher keine diesbezüglichen Kosten entstanden sind. Im Marktprämienmodell wird dem EE-Betreiber für diese zusätzlich anfallenden Kosten eine Vergütung in Form einer Profilservicekomponente gewährt. Die Höhe dieser Vergütung wird wiederum an den ungewichteten Monatsmittelwert der stündlichen Strompreise an der EEX (Phelix-Base) gekoppelt und mit einem nach EE-Technologien unterschiedlichen Fahrplanerfüllungsfaktor gewichtet.

Während der EE-Betreiber bei Wahl der Festpreisvergütung keine eigenständige Vermarktung seines erzeugten Stroms durchführen muss, fallen dem EE-Betreiber bei Wahl des Marktprämienmodells Kosten für den Aufbau einer eigenen Handelsabteilung oder der Beauftragung eines fremdgeführten Handelsunternehmens an. Diese Kosten sollen dem EE-Betreiber in Form einer fixen Prämie für die Handelsanbindung erstattet werden. Die Höhe der Prämie ist je nach EE-Technologie unterschiedlich.

Die Höhe der einzelnen Vergütungskomponenten für die unterschiedlichen EE-Technologien sind in Tabelle 5-1 dargestellt. So wird vorgeschlagen, dass der Profilmfaktor für Windenergie für das Jahr 2009 mit 83,5 % angesetzt wird und dieser jedes Jahr um weitere 0,75 Prozentpunkte abgesenkt wird. Diese jährliche Absenkung sollte laut der Autoren aufgrund der Verringerung des Marktwertes der Windenergie mit zunehmendem Ausbau der Windkraft erfolgen. In Zeiten hoher Windenergieeinspeisung sinken die Strompreise auf dem Großhandelsmarkt und verringern somit den Marktwert der Windenergie. Dieser Wertverlust der Windenergie in Bezug zum Strompreis auf dem Großhandelsmarkt wird somit im Rahmen des Vorschlags zum Marktprämienmodell berücksichtigt. Für die Vergütung von Fotovoltaikstrom wird im Marktprämienmodell ein Profilmfaktor von 120 % angesetzt, was den vergleichsweise hohen Wert des Fotovoltaikstroms aufgrund der tendenziell peak-lastigen Einspeisung berücksichtigen soll. Für den Profilmfaktor von Wasserkraft, Biomasse und Geothermie wird ein Wert von 100 % vorgeschlagen, da sich der Marktwert dieser EE-Technologien sehr stark am Wert des Börsenpreises für Grundlaststrom (Phelix-Base) orientiert.

TABELLE 5-1: PARAMETER IM MARKTPRÄMIENMODELL FÜR DAS JAHR 2009

Technologie	Profilmfaktor	Fahrplan- erfüllungsfaktor	Handelsanbindung
	%	%	€/MWh
Windenergie	83,5% <sup>1)</sup>	20,0%	3,0
Biomasse	100,0%	2,5%	2,5
Wasserkraft	100,0%	2,5%	2,5
Fotovoltaik	120,0%	10,0%	3,0
Geothermie	100,0%	2,5%	2,5

<sup>1)</sup> jährliche Absenkung um 0,75 Prozentpunkte

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH auf Basis BMU (2008).

Analog zum Profilmfaktor werden die EE-Technologien bezüglich des Fahrplanerfüllungsfaktors ebenfalls in unterschiedliche Kategorien eingeteilt. So liegt der Fahrplanerfüllungsfaktor für Windenergie gemäß Modellvorschlag bei 20 % und somit die Profilservicekomponente bei 20 %

des Preises Phelix-Base. Für Windenergie wird die vergleichsweise höchste Profilservicekomponente gewährt, da hierfür die höchsten Unsicherheiten in Bezug auf die Kosten der Fahrplannerfüllung bzw. der Beschaffung von Ausgleichsenergie unterstellt werden. Die Fotovoltaik als weitere dargebotsabhängige und volatil einspeisende EE-Technologie erhält einen Fahrplannerfüllungsfaktor von 10 % und somit eine Profilservicekomponente von 10 % des Phelix-Base. Es wird davon ausgegangen, dass die Einspeisung von Fotovoltaik im Vergleich zur Windenergie im Tagesverlauf weniger schwankt und daher die Kosten der Fahrplannerfüllung im Vergleich zur Windenergie geringer sind. Für die (grundsätzlich) regelbaren EE-Technologien Biomasse, Wasserkraft und Geothermie wird ein Fahrplannerfüllungsfaktor von 2,5 % angesetzt.<sup>51</sup>

Die Vergütung für die Handelsanbindung soll gemäß Modellvorschlag für Windenergie und Fotovoltaik bei 3 € je MWh liegen und damit um 0,5 € je MWh höher als bei Biomasse, Wasserkraft und Geothermie. Diese Differenzierung soll den vergleichsweise höheren Prognose- und Vermarktungsaufwand der dargebotsabhängigen und volatil einspeisenden EE-Technologien Windenergie und Fotovoltaik berücksichtigen.

## 5.2 Ausgestaltung des Kombikraftwerksbonus

Ein weiterer Entwurf zur Umsetzung der Verordnungsermächtigung nach EEG(2009) § 64 Absatz 1 Punkt 6 stellt der sogenannte Kombikraftwerksbonus dar. Dieser kann sowohl in substitutiver als auch in komplementärer Beziehung zum Marktprämienmodell stehen. Im Folgenden werden die Ziele, Anspruchsvoraussetzungen und konkreten Vergütungsregeln gemäß dem Abschlussbericht „Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus“ vom Juli 2009 dargestellt.<sup>52</sup>

Der Kombikraftwerksbonus soll als vorrangiges Ziel die Technologieentwicklung und Technologieanwendung zur bedarfsorientierten Einspeisung verfolgen. Als (mögliche) Anforderungen an den Kombikraftwerksbonus werden Investitionssicherheit, die Entlastung der Übertragungsnetze sowie die Teilnahme am Regelenergiemarkt definiert. Als weitere Effekte werden die Brückenbildung zwischen F & E und Markt sowie die Stärkung der Vorteile der Dezentralität genannt. Vorteile gegenüber der Direktvermarktung und dem Modell der gleitenden Marktprämie werden von den Autoren des oben genannten Abschlussberichtes insbesondere in den Bereichen Technologieentwicklung und Investitionssicherheit gesehen.

Grundsätzlich werden als anspruchsberechtigte Technologien EEG-Anlagen definiert, die zumindest einen Teil der Einspeisung gezielt zeitlich verlagern können. Dazu gehören gemäß Vorschlag Stromspeicher und E-Kfz in Kombination mit EEG-Anlagen, EEG-Anlagen mit Wärme- und/oder Brennstoffspeicher sowie Wasserkraftanlagen mit Schwellbetrieb. Dabei wird beim

---

<sup>51</sup> Die im Rahmen des EEG vergüteten Technologien Deponie-, Klär- und Grubengas sind in den bisherigen Vorschlägen nicht enthalten.

<sup>52</sup> Vgl. ISET et al. (2009). Der Modellvorschlag im Abschlussbericht kann unserer Auffassung nach als eine Darstellung der Eckpunkte angesehen werden. An zahlreichen Stellen ist eine Konkretisierung erforderlich, da bei einzelnen Aspekten bezüglich der Anspruchsvoraussetzungen und der konkreten Berechnung der Vergütung keine Eindeutigkeit gegeben ist.

Poolen von mehreren Anlagen einer oder mehrerer Technologien ein regionaler Zusammenhang vorgeschrieben, so dass sich alle Komponenten innerhalb einer Regelzone oder eines Teilgebietes einer Regelzone befinden müssen. Zusätzlich hat der Betreiber verpflichtend eine Fahrplananmeldung für den Folgetag abzugeben.

Bei den Vergütungsregelungen wird zwischen einer Bedarfskomponente und einer Technologiekomponente differenziert. Grundsätzlich soll sowohl im Modell der festen Einspeisevergütung als auch in der Direktvermarktung (ggf. auch im Modell der gleitenden Marktprämie) für Anlagenbetreiber die Möglichkeit bestehen, die Technologiekomponente zu erhalten. Die Bedarfskomponente dient als Signal für den Betrieb des ‚Kombikraftwerks‘ und ist somit als ‚Preissignal‘ innerhalb der festen Einspeisevergütung definiert.

Als Preis- bzw. Bedarfssignal für die Bedarfskomponente wird die residuale Last in Deutschland vorgeschlagen. Die Ermittlung der residualen Last soll zentral durch die Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von Einspeiseprognosen für Windenergie und Fotovoltaik sowie von typisierten Profilen der bundesweiten Last – in stündlicher Auflösung und auf Grundlage einer Differenzierung nach Sommer, Winter und Frühling/Herbst sowie Sonn-/Feiertag, Samstag und Werktag – erfolgen. Die Einspeiseprognosen für Windenergie und Fotovoltaik, die zur Berechnung der residualen Last erforderlich sind, sollen auf Basis des jeweiligen Standes der Technik verbindlich für den Folgetag und unverbindlich für den darauf folgenden Tag ermittelt werden. Auf Basis der hieraus resultierenden bundesweiten residualen Last werden die 24 Stunden des jeweiligen Tages in drei Preisstufen eingeteilt. Jede Preisstufe umfasst acht Stunden. Die acht Stunden mit HRL (**H**ohe **R**esiduale **L**ast) umfassen die Stunden mit der höchsten bundesweiten residualen Last, die acht Stunden NRL (**N**iedrige **R**esiduale **L**ast) umfassen die Stunden mit der niedrigsten bundesweiten residualen Last. Die verbleibenden acht Stunden werden als ‚neutral‘ behandelt. Grafisch ist die Herleitung von HRL- und NRL-Zeiten in Abbildung 5-2 dargestellt.

Die Höhe der Bedarfskomponente, die den Betreibern des Kombikraftwerks ausgezahlt wird, unterscheidet sich nach Technologien. Dabei werden die Vergütungen, die auf Basis der Bedarfskomponente gezahlt werden, jeweils für die einzelnen Komponenten des Kombikraftwerks ermittelt.<sup>53</sup> Hierbei wird einerseits zwischen EEG-Anlagen auf Basis von Biogas, Deponie- und Klärgas sowie Pflanzenöl mit und ohne KWK nach Anlagengröße und andererseits zwischen Stromspeichern verschiedener Technologien unterschieden.<sup>54</sup>

Ausgehend von der impliziten Annahme einer Bandeinspeisung von EEG-Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis von Biogas, Klär- und Deponiegas sowie Pflanzenöl im

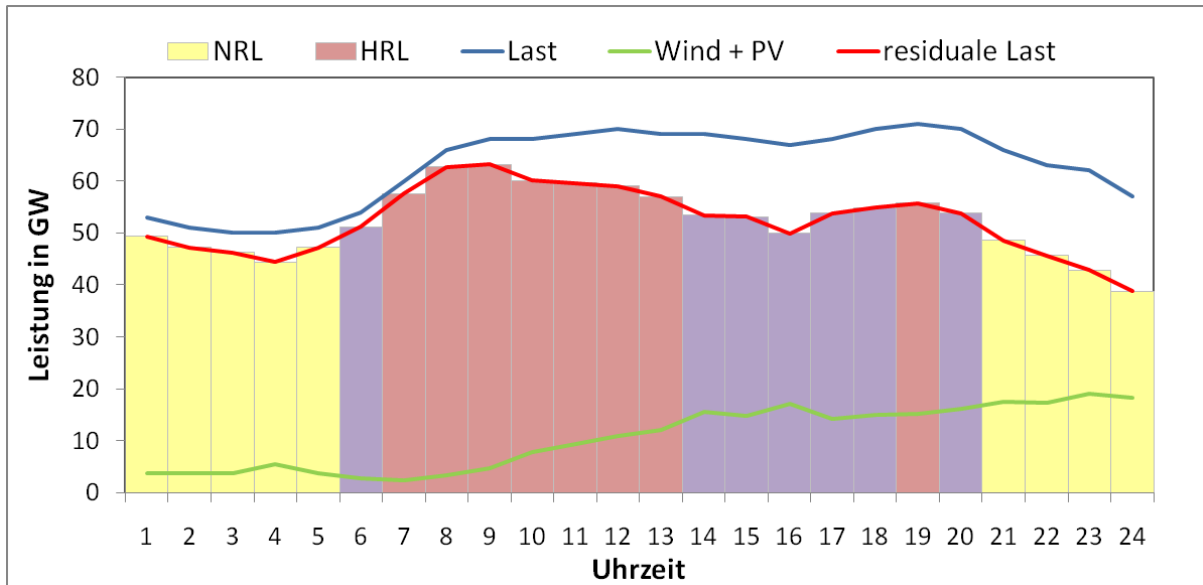
---

<sup>53</sup> In diesem Zusammenhang bleibt unklar, wie bei Anlagenpools, die aus mehreren Anlagen – insbesondere Stromspeichern sowie Anlagen mit Wärme- und / oder Gasspeichern – bestehen, eine Differenzierung erfolgen soll. Hier sind Probleme der doppelten Vergütung in der Praxis inhärent gegeben, was in der Analyse des Kombikraftwerksbonus vertieft behandelt wird.

<sup>54</sup> In diesem Zusammenhang lässt der Vorschlag offen, ob andere EEG-Anlagen, wie z. B. Anlagen auf Basis fester Biomasse oder Geothermie, und andere Stromspeicher, wie z. B. Schwungräder, als Komponenten des Kombikraftwerks bzw. vom Bezug der Technologiekomponente ausgeschlossen sind. Ebenfalls unterscheidet die Technologiekomponente bei EEG-Anlagen ausschließlich zwischen den drei Anlagengrößen 150 kW, 500 kW und 1.000 kW bei der Differenzierung nach Anlagengrößen. Welche konkrete Unterteilung aus dieser Differenzierung folgt ist unklar.

Festpreisvergütungsmodell soll für diese Anlagen im Rahmen des Kombikraftwerksbonus eine Zahlung zusätzlich zur Festpreisvergütung bei Einspeisung von Energie in HRL-Stunden in Höhe von 2 Cent je kWh erfolgen.

ABBILDUNG 5-2: BESTIMMUNG DER RESIDUALE LAST SOWIE ERMITTLUNG VON HRL- UND NRL-ZEITEN



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH auf Basis ISET(2009)

Bei Einspeisung von Energie in NRL-Stunden sind 2 Cent je kWh von der Festpreisvergütung abzuziehen.

Der Erlös aus der Bedarfskomponente bestimmt sich somit gemäß:

$$Erlös_{Bedarfskomponente} = \left( \sum_{HRL} E_{eingespeist} - \sum_{NRL} E_{eingespeist} \right) \cdot 2 \frac{Cent}{kWh}$$

Für Stromspeicher wird zusätzlich die Energie vergütet, die in NRL-Zeiten entnommen wird. Energie, die in HRL-Zeiten entnommen wird, wird hingegen mit einer „Strafzahlung“ belegt. Darüber hinaus wird eine zusätzliche Vergütungskomponente aufgenommen, die die Wirkungsgradverluste des Stromspeichers ausgleichen soll und je eingespeister kWh in HRL-Zeiten gezahlt wird. Diese Energie wird mit einem Drittel der spezifischen Vergütungszahlungen gemäß Festpreisvergütungsmodell des eingespeicherten Stroms aus EEG-Anlagen jedoch maximal mit 3,3 Cent je kWh der eingespeisten Energie aus dem Stromspeicher in HRL-Zeiten angesetzt. Somit ergibt sich der Erlös aus der Bedarfskomponente für Stromspeicher gemäß:

Erlös<sub>Bedarfskomponente</sub> =

$$\left( \sum_{HRL} E_{eingespeist} - \sum_{NRL} E_{eingespeist} + \sum_{NRL} E_{entnommen} - \sum_{NRL} E_{entnommen} \right) \cdot 2 \frac{Cent}{kWh} + \frac{1}{3} \cdot \max\{Vergütung entnommener EEG - Strom; 9,9\} \sum_{HRL} E_{eingespeist}$$

Neben der Bedarfskomponente wird den Kombikraftwerksbetreibern eine Technologiekomponente als Zahlung gewährt. Die Höhe der Technologiekomponente hängt von der Technologie ab. Sie wird einerseits für unterschiedliche Typen von Stromspeichern und andererseits für EEG-Anlagen auf Basis Biogas, Deponie- und Klärgas sowie Pflanzenöl mit Gas- und/oder Wärmespeicher, die nach EEG vergütet werden, gewährt. Die Technikkomponente wird dabei auf die elektrische Leistung (Stromspeicher) bzw. auf die zusätzliche elektrische Leistung (EEG-Anlagen auf Basis Bio-, Deponie- und Klärgas sowie Pflanzenöl mit Gas- und/oder Wärmespeicher) bezogen. Die unterschiedlichen Höhen der spezifischen Technologiekomponente sind im Überblick in Tabelle 5-2 dargestellt.

TABELLE 5-2: TECHNOLOGIEKOMPONENTE DES KOMBIKRAFTWERKSbonus

Technik / Kategorie	Technologiekomponente in €/kWa
<b>Stromspeicher</b>	
adiabate Druckluft dezentral	473,3
Redox-Flow-Batterie	169,5
Natrium-Schwefel-Batterie	751,6
Blei-Säure-Batterie	122,8
Lithium-Ionen-Batterie	487,7
Pumpspeicherwerk	-71,4
Wasserstoffspeicherung mit Wasserstoffmotor	248,7
<b>Gasspeicher für Biogas (Vor-Ort-Verstromung), Deponiegas und Klärgas</b>	
150 kW-BHKW	158,0 bis 227,0
500 kW-BHKW	34,0 bis 69,0
1000 kW-BHKW	1,0 bis 27,0
<b>Wärmespeicher für KWK-Anlagen mit Biogas (Vor-Ort-Verstromung), Deponiegas und Klärgas</b>	
150 kW-BHKW	194,0 bis 263,0
500 kW-BHKW	55,0 bis 90,0
1000 kW-BHKW	16,0 bis 42,0
<b>Wärmespeicher für KWK-Anlagen mit Biogas (Fernverstromung)</b>	
150 kW-BHKW	162,2 bis 292,0
500 kW-BHKW	74,3 bis 114,0
1000 kW-BHKW	43,6 bis 57,0
<b>Wärmespeicher für KWK-Anlagen mit Pflanzenöl</b>	
150 kW-BHKW	216,9 bis 305,0
500 kW-BHKW	132,3 bis 168,0
1000 kW-BHKW	84,0 bis 102,0

Quelle: ISET (2009)

Bei Stromspeichern bestimmt sich die anzusetzende elektrische Leistung als arithmetisches Mittel der monatlichen 90 %-Quantile der gemessenen 15-Minuten-Mittelwerte der Einspeisung im vergangenen Betriebsjahr.

Bei EEG-Anlagen, welche ihre Stromerzeugung im zeitlichen Lastverlauf verlagern, wird die Technologiekomponente auf die Differenz der Spitzenleistung, die analog zum Vorgehen bei Stromspeichern berechnet wird, und der durchschnittlichen Einspeiseleistung im Jahr, die sich als Quotient der eingespeisten elektrischen Energien im Jahr und der Anzahl der Stunden in dem Jahr ergibt, bestimmt. Im Falle von EEG-Anlagen mit Gas- und/oder Wärmespeichern ergibt sich die Höhe der Technologiekomponente somit aus zwei Multiplikatoren – dem spezifischen Preis und der zusätzlichen elektrischen Leistung. Der spezifische Preis wird einerseits in Abhängigkeit von der Größe der EEG-Anlage – 150 kW-BHKW, 500 kW-BHKW und 1.000 kW-BHKW – und andererseits vom Speichertyp, d. h. Gasspeicher und/oder Wärmespeicher, definiert. Die zusätzliche Leistung hängt von der EEG-Anlage, der ggf. durch Gas- und oder Wärmespeicher zusätzlich gewonnenen Flexibilität der Fahrweise sowie der tatsächlichen durchschnittlichen Auslastung und des Betriebs in Spitzenlaststunden ab.

Über die Technologiekomponente ist eine Förderung von bis zu 10 Jahren vorgesehen, solange die Fördervoraussetzungen erfüllt sind.

## 6 Analyse der Modellvorschläge

In diesem Kapitel werden die beiden diskutierten Modelle der Marktprämie und des Kombikraftwerksbonus analysiert. Diese Analyse erfolgt zum einen bei jeweils separater Umsetzung als Option zum derzeit bestehenden EEG inkl. der Möglichkeit der Direktvermarktung. Daran anschließend wird analysiert, welche Auswirkungen eine parallele Umsetzung der beiden Modellvorschläge hätte. Zunächst werden die Modelle jeweils auf Basis theoretischer Überlegungen hinsichtlich der Integrationsziele, welche mit einer Verordnungsermächtigung verfolgt werden sollen, analysiert. In einem zweiten Schritt werden die Inanspruchnahmepotenziale sowie die Kosten und der Nutzen der diskutierten Modelle mit Hilfe geeigneter Methoden quantifiziert. Am Ende dieses Abschnitts werden die Kernergebnisse dieser Analyse nochmals zusammengefasst.

### 6.1 Methodik

Da die Analyse der beiden diskutierten Modelle der Marktprämie und des Kombikraftwerksbonus in zwei Schritten erfolgt, werden zunächst für beide Untersuchungsschritte die jeweils verwendeten Analysemethoden erläutert.

#### 6.1.1 Theoretische Untersuchungsaspekte

In einem ersten Schritt werden die grundsätzlichen Effekte bei einer Implementierung der beiden diskutierten Modelle dargelegt und aus theoretischer Sicht bewertet. Die Effekte werden an dieser Stelle jedoch noch nicht quantifiziert. Die beiden Modellvorschläge zur Schaffung einer Rechtsverordnung gemäß § 64 Absatz 1 Nr. 6 EEG (2009) nennen jeweils mehrere Ziele, die mit deren Umsetzung verfolgt werden. Hierzu zählen u. a. bedarfsgerechte Einspeisung, verbesserte Prognosegüte, Investitionssicherheit und Technologieentwicklung sowie Schaffung von dezentralen Erzeugungsstrukturen. Zugleich enthält die Verordnungsermächtigung der Rechtsverordnung konkrete Vorgaben für die Ziele:

- Verstetigung des Stroms aus Erneuerbaren Energien;
- Bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms aus Erneuerbaren Energien;
- Verbesserte Markt- und Netzintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien;
- Schaffung von Voraussetzung für die Teilnahme am Regelenergiemarkt.

Diese wurden bereits vor dem Hintergrund der Integrationsanforderungen Erneuerbarer Energien in Abschnitt 3.6 definiert und konkretisiert. In der nachfolgenden Analyse werden als Bewertungsmaßstäbe die in der Verordnungsermächtigung genannten Ziele verwendet. Die in den Modellvorschlägen zusätzlich genannten Ziele können allenfalls als Unterziele Berücksichtigung finden. Die Modellvorschläge werden bezüglich ihrer Zielerreichung zunächst jeweils an den vorhandenen Regelungen im EEG (2009), d. h. dem Festpreisvergütungssystem inklusive der Option der Direktvermarktung, evaluiert.

Neben der grundsätzlichen Eignung der Modellvorschläge im Hinblick auf eines oder mehrerer Ziele der Verordnungsermächtigung werden die Anreizwirkungen der Modellvorschläge für Betreiber von EEG-Anlagen analysiert. Die mit der Setzung von Anreizen verbundene, inhärente



Gefahr des „Rosinenpickens“ bzw. die Möglichkeit der Erzielung von unerwünschten Mitnahmeeffekten werden vor dem Hintergrund der statischen und dynamischen Effizienz untersucht. Grundsätzlich sind bei alternativen Optionen Mitnahmeeffekte inhärent gegeben, wenn den Betreibern von EEG-Anlagen Anreize gegeben werden sollen, von einem bestehenden Vergütungsmodell in ein anderes zu wechseln. So ergeben sich bereits bei der monatlichen Wahlmöglichkeit zwischen Festpreisvergütungsmodell des EEG und der Direktvermarktung (ohne Prämie) Mitnahmeeffekte. EEG-Anlagenbetreiber optieren derzeit bspw. nur für die Direktvermarktung, wenn sie bei dieser Option im entsprechenden Zeitraum eine höhere Erlöserwartung unter Berücksichtigung zusätzlicher Kosten haben. In entsprechender Weise werden EEG-Anlagenbetreiber nur im Falle einer erwarteten Erlöserhöhung für ihre Einspeisung unter Berücksichtigung der zusätzlichen Kosten für die Teilnahme am jeweiligen Modell optieren. Im Gegensatz zu erwünschten Anreizwirkungen wird durch unerwünschte Mitnahmeeffekte kein Beitrag zur Erreichung der anvisierten Ziele geleistet. Entscheidend ist dabei zur Beurteilung einer Maßnahme, ob der (volkswirtschaftliche) Nutzen höher ist als die Kosten. Dieses kann sowohl bezüglich der statischen als auch der dynamischen Effizienz gemessen werden.

Zur theoretischen Beurteilung der Modellvorschläge werden abschließend jeweils der Aufwand und die Auswirkungen auf unterschiedliche Marktakteure untersucht und dargestellt.

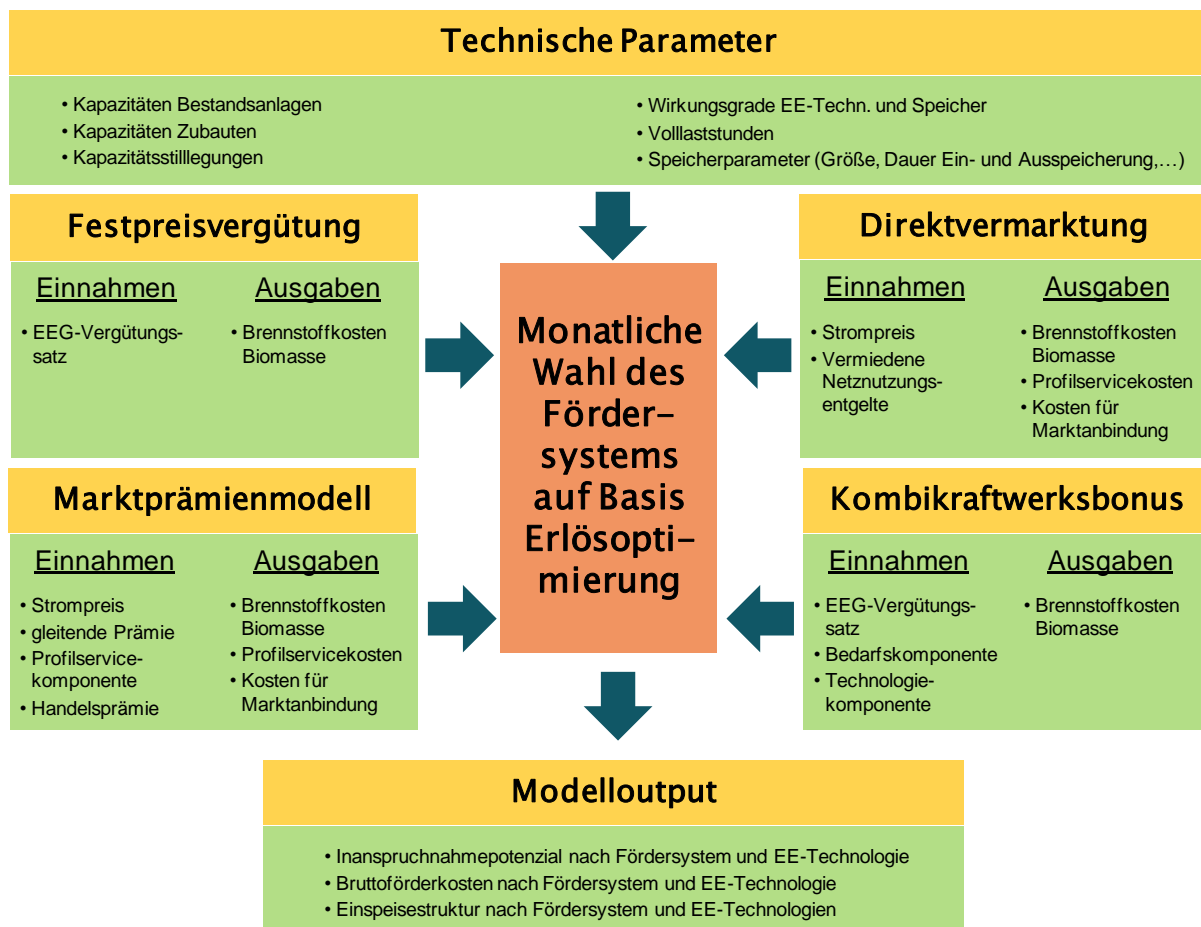
### **6.1.2 Zu quantifizierende Untersuchungsaspekte**

Um das monatliche Inanspruchnahmepotenzial sowie die mit einem Modellwechsel verbundenen Förderkosten bestimmen zu können, wird auf ein Optimierungsmodell<sup>55</sup> für die Wahl der monatlichen Entscheidung für ein bestimmtes Fördermodell für Erneuerbare Energien zurückgegriffen. Darin fließen die zur Entscheidung bzgl. eines Wechsels in eines der untersuchten Fördersysteme bzw. die Direktvermarktung notwendigen Parameter als Input ins Modell ein. Das Modell entscheidet schließlich aus Sicht der Investoren, welches System für den jeweiligen EEG-Anlagenbetreiber den größten Erlös bietet (Gewinnmaximierung). Als systemunabhängige Parameter fließen bspw. die Kapazitäten der bestehenden und zukünftigen EEG-Anlagen sowie die voraussichtlichen Stilllegungen der Anlagen ein. Um die variablen Kosten der EEG-Anlagen zu berücksichtigen, werden zusätzlich die Wirkungsgrade der EE-Technologien aufgenommen. Die Einspeisestrukturen für dargebotsabhängige EE-Technologien werden dem Modell ebenfalls vorgegeben. Auf der Erlösseite werden die unterschiedlichen Erlösbestandteile der unterschiedlichen Fördermodelle berücksichtigt. Dies sind im Wesentlichen die Festpreisvergütungen des EEG, die Strompreise (falls Eigenvermarktung), der Profilmultiplikator, die Profilservicekomponente und der Marktanbindungsbonus beim Marktprämienmodell sowie die Bedarfs- und die Technologiekomponente im K-Bonusmodell. Auf der Ausgabenseite fallen systemunabhängig Brennstoffkosten für Bioenergieanlagen an. Sowohl bei der Direktvermarktung als auch im Marktprämienmodell kommen für den EE-Betreiber anfallende Kosten für den Profilservice (Ausgleichsenergiekosten) sowie Kosten für die Handelsanbindung inkl. der Erstellung der Einspeiseprognose hinzu.

---

<sup>55</sup> Eine Modellbeschreibung erfolgt im Anhang dieses Berichts.

ABBILDUNG 6-1: METHODIK ZUR BESTIMMUNG DES MONATLICHEN INANSPRUCHNAHEPOTENZIALS, DER FÖRDERKOSTEN UND DER EINSPEISESTRUKTUR BEI WAHL DES FÖRDERSYSTEMS



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Dieses Einsatzmodell ermöglicht die Quantifizierung der Ergebnisse diverser Eingangsszenarien und Fördersysteme. Einerseits ermittelt das Modell die Inanspruchnahme der einzelnen Fördermodelle durch die unterschiedlichen EE-Betreiber. Des Weiteren können die Bruttoförderkosten auf jährlicher Basis gemäß der unterschiedlichen Fördermodellen berechnet werden. Als weiteres zentrales Ergebnis für die Analyse dieser Studie können ebenfalls die Einspeisestrukturen der einzelnen EE-Technologien auf stündlicher Basis ermittelt werden. Durch die Analyse der Veränderung dieser Einspeisestrukturen für die unterschiedlichen Fördermodelle im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem können Aussagen über die Bedarfsgerechtigkeit bzw. dessen Steuerungswirkung berechnet werden.

Als Untersuchungsrahmen wird eine Kosten-Nutzenanalyse vorgenommen, um die Bedarfsgerechtigkeit der unterschiedlichen Fördermodelle zu evaluieren. Dabei werden auf der einen Seite die Förderkosten der verschiedenen Modelle miteinander verglichen, die im Rahmen der EEG-Umlage den Strompreis für den Endverbraucher erhöhen (Kostenanalyse). Auf der anderen Seite werden die Kosteneinsparungen im konventionellen Strommarkt miteinander verglichen (Nutzenanalyse). Ein durch die hier diskutierten Fördermodelle verminderter oder erhöhter Netzausbau ist nicht zu erwarten (vgl. Abschnitt 4.3.2), so dass Netzkosten und -entgelte als konstant angesetzt werden können.

### Kosten der Umsetzung der Verordnungsermächtigung

Damit die EEG-Anlagenbetreiber sich entscheiden, aus der Festpreisvergütung in einen anderen Fördertarif zu wechseln, müssen ihnen entsprechende monetäre Anreize gesetzt werden. Das bedeutet, dass ein EE-Betreiber lediglich dann gegen die Festpreisvergütung optiert, wenn er am Ende einen höheren Gewinn erwartet. Eine Gewinnsteigerung für einen EE-Betreiber kann im Rahmen dieser Untersuchung durch die Erhöhung der spezifischen Deckungsbeiträge<sup>56</sup> erreicht werden. Dadurch erfolgt eine Veränderung der gesamten Fördersummen (Bruttoförderkosten), die an die EE-Betreiber gezahlt werden.

Die Veränderung der Brutto-Förderkosten durch die Einführung eines weiteren Fördermodells für EEG-Strom stellen allerdings die Belastungen für die Endverbraucher lediglich unzureichend dar. Der durch die EE-Betreiber erzeugte Strom wird im derzeitigen Festpreisvergütungssystem durch die Übertragungsnetzbetreiber aufgenommen und vergütet sowie anschließend am Strommarkt veräußert (Vermarktungswert des EEG-Stroms). Diese Erlöse müssen den Brutto-Förderkosten gegengerechnet werden. Lediglich der Differenzbetrag (Netto-Förderkosten) zwischen Brutto-Förderkosten und Vermarktungswert des EEG-Stroms wird daher den Endverbrauchern in Rechnung gestellt. Im Marktprämienmodell und bei der Direktvermarktung müssen die EEG-Anlagenbetreiber ihren Strom hingegen selbständig vermarkten. Im Marktprämienmodell vermindert sich durch die gleitende Marktprämie dementsprechend die Förderung. Somit liegen die Bruttoförderkosten des Marktprämienmodells niedriger im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem, wo der Vermarktungswert des EEG-Stroms bereits in der EEG-Vergütung enthalten ist. Da jedoch bei Betrachtung der Nettoförderkosten die Bruttoförderkosten bereits um die Vermarktungserlöse bereinigt sind, können diese zur Bewertung der zusätzlichen Kosten herangezogen werden.

Bei der Bestimmung des Vermarktungswerts des EEG-Stroms ist zu berücksichtigen, dass sich dieser in den unterschiedlichen Fördermodellen verändern kann. So ist davon auszugehen, dass sich der Vermarktungswert von denjenigen EEG-Anlagen, die bedarfsgerecht einspeisen werden, im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem ansteigen wird. Dies liegt daran, dass diese Technologien in Stunden hoher Strompreise vermehrt einspeisen und in Stunden niedrigerer Strompreise vermindert einspeisen. Zu beachten ist hierbei, dass dies auch Rückwirkungen auf den Vermarktungswert der dargebotsabhängigen EEG-Anlagen hat, ohne dass diese ihre Einspeisung anpassen. Wenn steuerbare EEG-Anlagen bspw. in windstarken Zeiten und niedrigen Strompreisen ihre Einspeisung drosseln, so ist die Strompreisabsenkung weniger stark, als wenn diese Anlagen konstant bzw. nicht bedarfsgerecht einspeisen. Somit erhöhen die steuerbaren EEG-Anlagen durch eine bedarfsgerechte Einspeisung den Vermarktungswert des EEG-Stroms derjenigen Anlagen, die in Stunden niedrigerer Strompreise einspeisen. In Stunden hoher Strompreise und bspw. wenig Wind erhöhen steuerbare EEG-Anlagen ihre Erzeugung und verringern somit den Strompreisanstieg. Somit verringert sich der Vermarktungswert der anderen EEG-Anlagen in diesen Zeiten. Jedoch wird zu diesen Stunden zumeist deutlich weniger

---

<sup>56</sup> Rückwirkungen einer verbesserten Fahrplanteue auf die bereitzustellende Vorhaltung von Regelleistung wurden im Rahmen der modellbasierten Untersuchung nicht berücksichtigt.

EEG-Strom eingespeist im Vergleich zu Stunden niedriger Strompreise. Diese Veränderung des Vermarktungswerts der einzelnen EE-Technologien wirkt auf die Nettoförderkosten. In der folgenden Analyse wird dieser Effekt nochmals separat für die einzelnen Fördermodelle dargestellt. Dabei wird der Vermarktungswert über den Profilmultiplikator der EE-Technologie definiert.

Ein weiterer Bestandteil, der durch die Einführung neuer Fördermodelle für EEG-Strom beeinflusst wird, sind Belastungen der Endverbraucher mit den Kosten für Ausgleichsenergie. Bspw. erfolgt im Rahmen des Marktprämienmodells eine spezielle Vergütung dieser Kosten, während in allen anderen diskutierten Modellen keine spezielle Vergütung erfolgt bzw. im Rahmen der EEG-Umlage auf die Endverbraucher umgelegt werden. Im Vorschlag des Marktprämienmodells argumentieren die Autoren<sup>57</sup>, dass durch den Wechsel der EE-Betreiber in diesen Fördertarif Mehrkosten für Ausgleichsenergie entstehen, die im Rahmen einer Profilservicekomponente abzugelten sind.<sup>58</sup> Allerdings weisen die Autoren auf die Schwierigkeit einer adäquaten Kostenabschätzung dieser Komponente hin.<sup>59</sup> Auf Basis von drei unterschiedlichen Schätzverfahren ermitteln sie spezifische Kosten für Ausgleichsenergie von Windenergieanlagen zwischen 1,09 € je MWh und 13,98 € je MWh im Jahr 2007 (Für das erste Halbjahr 2008 erfolgt eine Abschätzung zwischen 1,64 € je MWh und 16,44 € je MWh). Diese Bandbreite zeigt bereits die Problematik einer Bezifferung der tatsächlich anfallenden Ausgleichsenergiekosten.

Im Rahmen der folgenden Analyse wird auf Basis empirischer Daten eine eigene Abschätzung der Ausgleichsenergiekosten für Windenergie vorgenommen. Dabei sind einerseits die durch die ÜNB veröffentlichten Regelzonensaldi, die Windprognosefehler sowie die korrespondierenden Ausgleichsenergiepreise auf viertelstündlicher Basis ausgewertet worden. Wirkte die Windprognose in einer Viertelstunde Regelzonensaldo entlastend, so wurde der Prognosefehler mit dem Ausgleichsenergiepreis vergütet. Im anderen Fall entstanden für den Prognosefehler Ausgleichsenergiekosten. Auf Basis dieser Auswertung konnten für das Jahr 2009 mittlere Ausgleichsenergiekosten in Höhe von 1,5 € je MWh ermittelt werden. Die Untersuchungen zeigten ebenfalls, dass die Windprognosefehler und die Regelzonensaldi in ca. 50 % aller Fälle das gleiche Vorzeichen hatten. Für die Extrapolation dieser Kosten für das Jahr 2015 und 2020 wurde angenommen, dass die Windprognosefehler in zunehmendem Maße die Regelzonensaldi

---

<sup>57</sup> Vgl. Sensfuss, F., Ragwitz, M. (2009).

<sup>58</sup> Diese Mehrkosten für die EE-Betreiber erhöhen jedoch nicht per se die Gesamtkosten des Systems. Vielmehr verlagern sich die Kosten für die Ausgleichsenergie im Marktprämienmodell von den Übertragungsnetzbetreibern auf die EE-Betreiber. Vorzeichen und Ausmaß einer eventuellen Änderung der Gesamtkosten für Ausgleichsenergie hängt dann davon ab, ob die tendenzielle Erhöhung durch Aufteilung des Anlagenkollektivs (geringere Durchmischung) oder die tendenzielle Senkung durch monetäre Optimierungsanreize für die EE-Betreiber (bzw. ihrer jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen) zur Optimierung der Fahrplannerfüllung überwiegt.

<sup>59</sup> Die derzeitige Organisation des Ausgleichsenergiemarktes belastet die Erzeugungsbilanzkreise mit Kosten für Ausgleichsenergie, wenn der Erzeugungsbilanzkreis im Vergleich zum aggregierten Regelzonensaldo dasselbe Vorzeichen aufweist. Ein Erzeugungsbilanzkreis erhält eine Vergütung für Ausgleichsenergie, wenn er eine Abweichung im Vergleich zum Regelzonensaldo mit negativen Vorzeichen aufweist. D. h., ist die Regelzone insgesamt unterspeist und ein Erzeugungsbilanzkreis liefert ebenfalls weniger Energie als im Fahrplan angemeldet, entstehen ihm Ausgleichsenergiekosten. Erzeugt er zu diesem Zeitpunkt mehr als angemeldet, erhält er hierfür eine Erstattung für die Lieferung von Ausgleichsenergie.

bestimmen. Daher wurde angenommen, dass dieser Gleichzeitigkeitsfaktor bis 2020 auf 60 % ansteigt. Dadurch steigen auch die spezifischen Ausgleichsenergiekosten für Windenergie auf 4,2 € je MWh im Jahr 2020 (2015: 2,9 € je MWh). Für die Fotovoltaik als weiteren dargebotsabhängigen Energieträger werden approximativ ebenfalls Kosten in dieser Höhe unterstellt, da derzeit aufgrund fehlender Datengrundlage noch keine empirischen Analysen vorgenommen werden können. Für alle weiteren EE-Technologien wurde unterstellt, dass für diese Energieträger im Mittelwert keine Ausgleichsenergiekosten anfallen, da nicht disponible, nicht vorhersehbare Ausfälle relativ selten auftreten.

Die Unsicherheit bzgl. der Entwicklung zukünftiger Ausgleichsenergiekosten für EE-Betreiber bedarf im Rahmen dieser Untersuchung einer Abschätzung von Bandbreiten. Für die Kosten-/Nutzenanalyse wird daher neben der oben erläuterten Abschätzung der „Best-Guess“-Kostenentwicklung untersucht, inwieweit die Ergebnisse sensitiv auf die Annahme reagiert, dass die in der Realität anfallenden Ausgleichsenergiekosten exakt der vergüteten Profilservicekomponente entsprechen. Die „Best-Guess“-Abschätzung wird insgesamt als realistisch eingeschätzt und liegt auch in der Bandbreite der oben genannten Untersuchung. Die im Rahmen des Modellvorschlags zum Marktprämienmodell hinterlegten Profilservicekomponenten für die Erstattung der anfallenden Ausgleichsenergiekosten werden als sehr hoch eingeschätzt.

Als letzten relevanten Kostenbestandteil einer Eigenvermarktung sind die Kosten der Handelsanbindung der EE-Betreiber zu diskutieren. Auch hier wird im Rahmen des Marktprämienmodells eine Extravergütung für diese Kosten der EE-Betreiber vorgeschlagen. Wie auch schon bei den Ausgleichsenergiekosten, stellt sich auch hier die Frage einer adäquaten Kostenabschätzung bzw. einer effektiven Setzung des Fördertarifs. Grundsätzlich fallen im Rahmen der Eigenvermarktung Kosten für jedes einzelne Handelsgeschäft je MWh an. Der Betrag ist allerdings derzeit mit 0,05 € je MWh<sup>60</sup> im vernachlässigbaren Rahmen. Relevanter sind die Kosten für die Bewirtschaftung des gesamten Erzeugungsbilanzkreises, die sich insbesondere aus den Kosten für die tägliche Fahrplanerstellung und die Prognose der Einspeisung zusammensetzen. Im Rahmen des Modellvorschlags von dessen Autoren vorgenommene Abschätzungen gehen von Kosten zwischen 2,5 € je MWh und 3 € je MWh aus. Im Rahmen dieser Untersuchung wird diese Abschätzung übernommen, wobei diese als maximale Kosten der Handelsanbindung angesehen werden können. In der Realität würden sich Vermarktungsgemeinschaften bilden, wodurch sich die spezifischen Kosten verringern würden.

#### Nutzen der Umsetzung der Verordnungsermächtigung

Sowohl der Vorschlag des Marktprämienmodells als auch der Vorschlag zum K-Bonusmodell zielen auf eine bedarfsgerechte Einspeisung der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ab. Damit einher gehen positive Rückwirkungen auf die konventionelle Stromerzeugung. Im Rahmen dieser Untersuchung werden diese positiven Rückwirkungen

---

<sup>60</sup> Vgl. Amprion/EnBW/transpower/50Hertz (2009).

kostenmäßig bewertet und als Nutzen der Umsetzung der Verordnungsermächtigung im Rahmen des EEG betrachtet.

Durch die bedarfsgerechte Einspeisung der erneuerbaren Energien steigt die Stromerzeugung auf Basis dieser Energieträger in Zeiten mit hoher Nachfrage am Strommarkt an. Die residuale Last zu diesen Zeitpunkten (als Differenz von Last und Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien) wird daher im Vergleich zur reinen Förderung auf Basis eines Festpreises reduziert. Zu Zeiten mit geringer Last verhält es sich genau umgekehrt. Zu diesen Zeitpunkten wird die residuale Last auf Basis der bedarfsgerechten Einspeisung aus erneuerbarer Energien erhöht.<sup>61</sup> Insgesamt nimmt daher durch die Einführung der Modellvorschläge zur bedarfsgerechten Einspeisung die Volatilität der residualen Lastdauerlinie ab.

Die Reduktion der Volatilität der residualen Lastdauerlinie durch die veränderte Einspeisung erneuerbarer Energien hat sowohl Auswirkungen auf die Preisbildung an den wettbewerblichen Strommärkten als auch auf die variablen Stromerzeugungskosten, die zur Deckung dieser residualen Last aufgewendet werden müssen.

Die bedarfsgerechte Einspeisung aus erneuerbaren Energien reduziert die Strompreise am wettbewerblichen Strommarkt in Stunden hoher Nachfrage und steigert sie in Stunden mit geringerer Nachfrage. Zu Spitzenlastzeiten kann die bedarfsgerechte EE-Einspeisung den Einsatz von teuren Öl- und Gaskraftwerken verhindern, wodurch die dann Preis setzenden Grenzkraftwerke am Großhandelsmarkt für Strom günstigere variable Kosten aufweisen. Dadurch ergibt sich in diesen Stunden ein günstigerer Strompreis. Ebenfalls können teure und strompreisrelevante An- und Abfahrvorgänge reduziert werden. Auch dadurch sinken die Peak-Preise. Die Mehrerzeugung der erneuerbaren Energien zu Spitzenlastzeiten reduziert deren Einspeisung zu Grund- und Mittellastzeitpunkten. Zu diesen Zeitpunkten müssen daher vermehrt auch teurere insb. Steinkohlekraftwerke eingesetzt werden, so dass in diesen Zeiten höhere Strompreise resultieren.

Neben der Preiswirkung am Großhandelsmarkt führt die bedarfsgerechte Einspeisung der erneuerbaren Energien auch zu einer Kostenwirkung bei den Stromerzeugungskosten konventioneller Kraftwerksbetreiber (Variable Kosten der Stromerzeugung). Durch die bedarfsgerechte Einspeisung kann der Einsatz teurer Gas- und Ölkraftwerke vermindert werden. Allerdings müssen im Grund- und Mittellastbereich vermehrt auf Braun-, Steinkohle- und Kernenergieverstromung zurückgegriffen werden. Die Verstetigung der residualen Last reduziert die An- und Abfahrvorgänge von konventionellen Kraftwerken und damit den durch diese Prozesse induzierten Brennstoffmehrverbrauch. Auch damit sind Kosteneinsparungen verbunden. Die so erzielten Kostendifferenzen können als Nutzen der bedarfsgerechten Einspeisung von EE interpretiert werden.

---

<sup>61</sup> Die residuale Last ist jedoch nicht das geeignete Bedarfssignal für die bedarfsgerechte Einspeisung, da sie weitere Flexibilitäten im System wie bspw. die Betriebsweise von Pumpspeicherkraftwerken und die Möglichkeit des Stromaustauschs mit den Nachbarländern nicht berücksichtigt. Diese beeinflussen jedoch den Bedarf. Als geeignetes Bedarfssignal, in welchem diese zusätzlichen Flexibilitäten bereits berücksichtigt sind, kann der stündliche Strompreis angesehen werden.

Sowohl der Kosten- als auch der Preiseffekt im konventionellen Erzeugungssystem, die durch die Einführung unterschiedlicher Fördermodelle für erneuerbaren Strom eintreten, werden im Rahmen einer modellbasierten Analyse<sup>62</sup> quantitativ abgeschätzt. Dabei werden die auf Basis der unterschiedlichen EE-Fördermodelle resultierenden unterschiedliche Einspeisestrukturen der erneuerbaren Energien im Strommarktmodell berücksichtigt und sowohl die Auswirkungen auf die Strompreise als auch auf die Kosten der Stromerzeugung untersucht. Die Kostendifferenz in der konventionellen Stromerzeugung zwischen den Modellen des heutigen EEG (Festpreisvergütung und Direktvermarktung) und der Umsetzung des Marktprämienmodells oder des Kombikraftwerksbonus wird als Nutzen der Umsetzung der Verordnungsermächtigung betrachtet.

#### K o s t e n - / N u t z e n a n a l y s e

Die quantifizierten Effekte stellen dar, welche zusätzlichen Förderkosten im Marktprämienmodell oder Kombikraftwerksbonus entstehen und welche Kosteneinsparungen im konventionellen Stromerzeugungssystem damit verbunden sind.

Die den EE-Betreibern durch Wahl der Fördermodelle ermöglichten Mehrerlöse – selbst wenn sie vollständig als Mitnahmeeffekt einzuschätzen sind – stellen in erster Linie eine Umverteilung von Finanzmitteln dar und müssen nicht zwingend mit einer gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtseinbuße einhergehen. Allerdings würden die gesteigerten Kapitalrenditen in einem schon weitestgehend subventionierten Markt noch weitere Investitionen anziehen und damit die Entwicklung der EE weiter im Rahmen der technischen Machbarkeit beschleunigen. Das investierte Kapital würde c. p. in entsprechend anderen Sektoren der Volkswirtschaft zu einem Rückgang der Investitionstätigkeit führen. Des Weiteren können durch die Umsetzung der Verordnungsermächtigung Strompreiseffekte entstehen, die gesamtwirtschaftliche Rückwirkungen aufweisen. Wie allerdings die Ergebnisse zeigen werden, erweisen sich die Strompreiseffekte im Rahmen der Untersuchung als relativ gering, so dass dadurch keine wesentlichen volkswirtschaftlichen Effekte abzusehen sind.

Die genannten Einschränkungen erlauben daher keine gesamtwirtschaftlich bewertete Netto-Rechnung der Kosten und Nutzen in Deutschland. Die ausgewiesenen Werte für Kosten und Nutzen können nicht von einander subtrahiert werden, um den gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtseffekt zu bewerten. Ein weiterer Grund hierfür ist, dass der Nutzen des Marktprämienmodells gegenüber der fixen Einspeisevergütung, der insbesondere in reduzierten Brennstoffverbräuchen liegt, einen Effizienzgewinn darstellt, während die Mehrkosten der Förderung sich zu großen Teilen aus Umverteilungseffekten zusammen setzen.

---

<sup>62</sup> Verwendet wird das von der r2b energy consulting GmbH entwickelte europäische Strommarktmodell. Dieses Kostenoptimierungsmodell minimiert die Vollkosten der Stromerzeugung (Investitionen und Einsatz), um die Entwicklung der residualen Last langfristig decken zu können. Zusätzlich müssen diverse technische Restriktionen eingehalten werden, die für einen zuverlässigen Betrieb des gesamten Erzeugungssystems notwendig sind (Regelenergie und Systemdienstleistungen). Als Ergebnis ermittelt das Modell grenzkostenbasierte Strompreise, die Kosten der Stromerzeugung sowie die Entwicklung von Kapazität und Erzeugung unterschiedlicher Energieträger. Eine detaillierte Modellbeschreibung ist in Anhang B dieser Studie beigefügt. Eine detaillierte Modellbeschreibung ist in Anhang B dieser Studie beigefügt.

## 6.2 Analyse des Marktprämienmodells bei separater Umsetzung

Die folgende Analyse fokussiert zunächst qualitativ auf Aspekte der Konformität hinsichtlich der Ziele der Verordnungsermächtigung, der Anreizwirkungen des Modells auf die Betreiber von EEG-Anlagen sowie möglicher Auswirkungen des Marktprämienmodells auf weitere Marktakteure.

In einem zweiten Schritt wird die qualitative Analyse ergänzt um eine quantitative Abschätzung der Effekte einer Implementierung des Marktprämienmodells. Dabei werden insbesondere die Inanspruchnahmepotenziale des Modells für die EEG-Anlagen, die mit einem Systemwechsel verbundenen zusätzlichen Förderkosten sowie die Kosteneinsparungen im konventionellen Erzeugungssystem betrachtet.

### 6.2.1 Zielkonformität

Da die Ziele der Verordnungsermächtigung die bedarfsgerechte Einspeisung, die verbesserte Markt- und Netzintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien sowie die Schaffung von Voraussetzung für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt sind, muss sich das Marktprämienmodell daran messen lassen.

Das **Ziel einer bedarfsgerechten Einspeisung im Hinblick auf Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Elektrizitätsmarkt** soll im Marktprämienmodell damit erreicht werden, dass die EE-Betreiber ihre Anlagen eigenständig vermarkten und somit entsprechend dem Bedarfssignal in Form des stündlichen Strompreises auf dem Großhandelsmarkt einspeisen. Wie bereits in Abschnitt 4.3.1 erläutert, ist dies aus ökonomischer Sicht lediglich für EE-Anlagen sinnvoll bzw. technisch möglich, welche relativ hohe variable Kosten und/oder eine direkte Speichermöglichkeit haben. Zu diesen Technologien gehören die Bioenergie, Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen sowie Laufwasserkraftwerke mit der Möglichkeit des Schwellbetriebs. Durch die Eigenvermarktung des erzeugten Stroms im Rahmen des Marktprämienmodells würden sie ihre Betriebsweise an den Strompreisen orientieren.<sup>63</sup> Sie werden versuchen, zu Hochpreiszeiten einzuspeisen, um ihren Erlös zu optimieren. In Niedrigpreiszeiten werden sie ihre Energie speichern. Die derzeit bestehenden Anlagen besitzen jedoch nicht alle die dafür notwendigen technischen Voraussetzungen und müssten ggf. nachgerüstet werden, was wiederum mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Auch für neue Anlagen entstehen nicht selten höhere Kosten, wenn die Anlage auf einen möglichst flexiblen Betrieb ausgelegt werden soll. So müssen bspw. Fermenter, Gas- oder Wärmespeicher dementsprechend dimensioniert werden. Neben den EEG-Anlagen mit Gas- und/oder Wärmespeichern würden auch Bioenergieanlagen ohne Speichermöglichkeit ihre Einspeisung an den Strompreisen ausrichten. Bei einer beschränkten Brennstoffverfügbarkeit würden Bioenergieanlagen ihr vorhandenes

---

<sup>63</sup> Dies gilt lediglich eingeschränkt für EE-Anlagen, welche bereits im Rahmen der Festpreisvergütung im EEG eine Auslastung von bspw. mehr als 7.500 Volllaststunden aufgewiesen haben. Für diese Anlagen besteht lediglich ein eingeschränkter Optimierungsraum.



Brennstoffpotential so einsetzen, dass sie stets in Zeiten mit den höchsten Strompreisen erzeugen.

Dargebotsabhängige EE-Technologien wie Windenergie, Fotovoltaik und Wasserkraft ohne Schwellbetrieb besitzen lediglich eine sehr eingeschränkte Flexibilität in ihrer Betriebsweise. Die maximal mögliche Einspeisung ist abhängig von den jeweiligen meteorologischen Bedingungen. Aus technischer Sicht können sie zwar ihre Leistung drosseln, sofern die dazu notwendigen technischen Voraussetzungen erfüllt sind. Aus ökonomischer Sicht ist dies jedoch praktisch nie sinnvoll<sup>64</sup>, da sehr kostengünstige Energie verloren gehen würde.<sup>65</sup> Der EE-Betreiber hat im Marktprämienmodell auch keinen Anreiz zur Strompreis getriebenen Einspeisung, da er mit sehr niedrigen variablen Kosten und keiner Möglichkeit der Speicherung immer dann einspeist, wenn die meteorologischen Voraussetzungen gegeben sind. Die gleiche Argumentation gilt aufgrund der sehr niedrigen variablen Kosten für die Geothermie.

Das Ziel der **bedarfsgerechten Einspeisung im Hinblick auf die gezielte Vermeidung und Verminderung von Netzengpässen im Übertragungsnetz und im Verteilungsnetz** kann durch das Marktprämienmodell lediglich in Teilbereichen erreicht werden. So kann durch die Abschaltung von EEG-Anlagen zu Zeiten negativer Strompreise das Übertragungsnetz entlastet werden. Dies betrifft insbesondere die Windenergie, da diese derzeit aufgrund ihrer Menge maßgeblich an der Entstehung von negativen Preisen beteiligt ist. Jedoch treten negative Strompreise derzeit lediglich in wenigen Stunden des Jahres auf. Da auch bis 2020 nicht von einer deutlichen Steigerung von Zeiten mit negativen Strompreisen ausgegangen werden kann<sup>66</sup>, ist der Nutzen des Marktprämienmodells an dieser Stelle als noch relativ gering einzuschätzen. Bei positiven Strompreisen würden EEG-Anlagen mit variablen Kosten von nahe Null im Marktprämienmodell trotz bestehender Netzengpässe einspeisen.

Im Bereich der Verteilungsnetze kann das Marktprämienmodell keine systematischen positiven Effekte generieren, da die dortigen Netzbelastungssituationen viel zu differenziert sind, als dass ein bundesweites Preissignal adäquate Steuerungswirkung entfalten könnte.

Im Modellvorschlag des Marktprämienmodells wird auf die **bedarfsgerechte Einspeisung im Hinblick auf die Bereitstellung von Regelleistung** nicht eingegangen. Analog zur derzeitigen Festpreisvergütung soll vermutlich jedoch das Doppelvermarktungsverbot gelten. Daher ist die Teilnahme am Regelenergiemarkt bei gleichzeitiger Teilnahme am Marktprämienmodell nicht zulässig. Ob die Bereitstellung von Regelleistung zukünftig weiterhin unter das Doppelvermarktungsverbot fällt, ist derzeit noch nicht geklärt. Aus ökonomischer Sicht sind

---

<sup>64</sup> Einzige Ausnahme bilden Stunden mit negativen Strompreisen.

<sup>65</sup> Bei EE-Anlagen ohne Speichermöglichkeit führt eine Drosselung der Einspeisung zur Energiereduktion, während bei EE-Anlagen mit Speichermöglichkeit eine Drosselung der Einspeisung lediglich mit einer Verschiebung der Einspeisung verbunden ist.

<sup>66</sup> Die negativen Strompreise bestehen derzeit insbesondere durch kurzfristige Windenergiespitzen, welche zwar vorhersehbar sind, es jedoch aufgrund der kurzen Dauer sich für konventionelle Kraftwerke nicht lohnt, herunterzufahren. Der langfristige Effekt ist nicht eindeutig. Einerseits steigt die Wahrscheinlichkeit negativer Strompreise mit zunehmender volatiler EE-Einspeisung an. Andererseits wird sich der Kraftwerkspark an die zunehmende volatile Einspeisung der Windenergie anpassen und flexible Kraftwerke zubauen, womit sich die Häufigkeit von negativen Strompreisen tendenziell verringern wird.

entsprechende Umsetzungen zu prüfen (vgl. Kapitel 7). Das Ziel einer Bereitstellung von Regelleistung von Erneuerbaren Energien wird durch das Marktprämienmodell in der aktuellen Version nicht verfolgt.

Hinsichtlich des **Ziels einer verbesserten Marktintegration der Erneuerbaren Energien** weist das Marktprämienmodell im Vergleich zum bestehenden Festpreisvergütungssystem deutliche Vorteile auf. Durch das Marktprämienmodell werden die EEG-Anlagen sukzessive an den Markt herangeführt, da die EE-Betreiber ihren erzeugten Strom eigenständig am Markt veräußern müssen und für eine erhöhte Fahrplantreue selbst verantwortlich sind. Dadurch können sich am Markt neue Organisationsstrukturen und Geschäftsmodelle bilden, was sich positiv auf die Gesamtkosten des Systems auswirken. So ist es bspw. denkbar, dass sich die Prognosemethoden verbessern. Bisher erfolgt die Einspeiseprognose für EEG-Anlagen durch den ÜNB, der jedoch keinen sehr starken Anreiz zur Erstellung möglichst genauer Prognosen hat, da er die Kosten für die Ausregelung in gleicher Höhe an die Endverbraucher weiterwälzt.<sup>67</sup> Bei einer Eigenvermarktung muss der EE-Betreiber die Kosten für den Ausgleich seines Prognosefehlers selbst tragen, was seine Rendite verringert. Daher besteht bei Eigenvermarktung ein hoher Anreiz zur Erstellung einer möglichst guten Einspeiseprognose und zum kostenminimalen Ausgleich von Prognosefehlern. Dies umfasst nicht nur den Einsatz bestehender flexibler Erzeugungsanlagen (z. B. Speicher), sondern mittelfristig auch die Ausrichtung von Investitionsentscheidungen auf die durch die nun „im Markt“ befindlichen EEG-Anlagen veränderten Randbedingungen. Somit könnte durch den Anreiz einer höheren Fahrplantreue der Erzeugungsbilanzkreise, die EEG-Anlagen vermarkten, auch der Bedarf an Regel- und Reserveenergie verringert werden. Ob und inwieweit einzelne Einspeiseprognosen und eine dezentrale Ausregelung der Bilanzkreisabweichungen im Vergleich zum derzeitigen System zu Kosteneinsparungen im Erzeugungssystem führen würde, ist nicht eindeutig quantifizierbar. Dies hängt u. a. davon ab, welche neuen Organisationsstrukturen sich am Markt entwickeln werden, um die beschriebenen Effizienzpotenziale zu heben.

Eine weitere mögliche positive Wirkung des Marktprämienmodells in Bezug auf dargebotsabhängige Anlagen, insbesondere Windenergieanlagen, besteht darin, dass sich bei der Auslegung von Neuanlagen ein Hinwirken auf eine gleichmäßige Einspeisung stärker lohnt. Während bei Festpreisvergütung ausschließlich der Jahresenergieertrag den Investitionskosten gegenübergestellt werden muss, spielt im Marktprämienmodell auch der zeitliche Verlauf der Einspeisung eine Rolle, denn die „gleitende Prämie“ basiert auf einem technologiespezifischen Profilmultiplikator, die Erlöse am Strommarkt hingegen auf dem anlagenspezifischen Einspeiseprofil. Dieses kann beispielsweise durch Wahl des Verhältnisses von Rotorfläche zu Generatorleistung beeinflusst werden. Welches Ausmaß eine solche Einspeiseverlagerung in der Realität annehmen könnte und wie stark dieser Effekt auf den konventionellen Kraftwerkspark wirken würde, müsste ggf. in einer separaten Analyse untersucht werden.

---

<sup>67</sup> Eine Anreizsetzung für ÜNB würde zudem über prinzipiell aufwendige regulatorische Mechanismen erfolgen müssen, Dem ist ein inhärenter Anreiz durch Marktmechanismen vorzuziehen.

Im Hinblick auf die Marktintegrationswirkung sei angemerkt, dass aufgrund der gleitenden Marktprämie die EEG-Anlagen im Marktprämienmodell nicht dem Preisrisiko auf dem Großhandelsmarkt ausgesetzt sind, wie dies bspw. für konventionelle Kraftwerke der Fall ist. Somit werden die Marktrisiken weitestgehend eliminiert.

### 6.2.2 Anreizwirkungen

Als zusätzliches Kriterium werden im Folgenden die Anreizwirkungen sowie die Gefahr des „Rosinenpickens“ als Beurteilungskriterien für das Marktprämienmodell herangezogen. Die Anreize für die Anlagenbetreiber liegen einerseits darin, nicht eigenständig zu vermarkten, sondern möglichst Vermarktungsgemeinschaften zu bilden. Somit kann der Aufwand für bspw. die Einspeiseprognose, den Handel und den Profilservice für jeden Einzelnen verringert werden. Die Anlagenbetreiber haben zusätzlich den Anreiz, ihre Einspeiseprognose zu verbessern und ihre Wartung der Anlagen zeitlich zu optimieren.

Die Optionsmöglichkeit für EE-Betreiber, entweder am Festpreisvergütungssystem oder am Marktprämienmodell teilzunehmen, führt zu Mitnahmeeffekten. Dies liegt jedoch nicht grundsätzlich an der Ausgestaltung der beiden Modelle, sondern ist bei einer Wahlmöglichkeit immer gegeben. Bei der Beurteilung von Mitnahmeeffekten ist daher eine Kosten-/Nutzenanalyse für die einzelnen EE-Technologien notwendig. Entsprechend der vorangegangenen Analyse der Zielkonformität der EE-Technologien ist der Nutzen des Marktprämienmodells für steuerbare EE-Technologien höher als für dargebotsabhängige Technologien. Während alle EE-Technologien ggf. durch eine verbesserte Marktintegration die Kosten des Erzeugungssystems begrenzt senken können, besteht die Möglichkeit der zeitlichen Verlagerung der Einspeisung lediglich für steuerbare EEG-Anlagen.<sup>68</sup> Die Höhe der Mitnahmeeffekte hängt maßgeblich von den Parametern der einzelnen Prämien des Marktprämienmodells ab. Für eine abschließende Beurteilung des Marktprämienmodells in der vorgeschlagenen Parametrierung hinsichtlich der Mitnahmeeffekte ist die folgende Quantifizierung der Kosten und des Nutzens zu berücksichtigen.

### 6.2.3 Auswirkungen auf die Netzbetreiber

Für die **Anschlussnetzbetreiber** bedeutet die optionale Möglichkeit für EE-Betreiber, am Marktprämienmodell teilzunehmen, Mehraufwand. Derzeit müssen sie den EE-Betreibern auf Basis der im EEG festgelegten Vergütungskategorien die jeweilige anlagenspezifische Vergütung auszahlen. Für auf Basis des Marktprämienmodells vergütete EEG-Anlagen muss zusätzlich noch die individuell berechnete Marktprämie ermittelt werden. Da bereits heute eine monatliche Wechseloption in die Direktvermarktung besteht, werden sich die zusätzlichen Kosten durch die Wechselmöglichkeit ins Marktprämienmodell voraussichtlich nicht wesentlich erhöhen.

Inwieweit sich der Aufwand der **Übertragungsnetzbetreiber** (ÜNB) bei Einführung des Marktprämienmodells verändert, ist davon abhängig, wie viele EEG-Anlagen ins

---

<sup>68</sup> Lediglich der Anreiz des Abschaltens der EE-Anlage zu Zeiten negativer Strompreise kann als nennenswerter positiver Effekt angesehen werden. Es handelt sich dabei jedoch voraussichtlich um relativ wenige Stunden des Jahres.

Marktprämienmodell wechseln. Je mehr Anlagen für ihre Vermarktung selbst verantwortlich sind, desto geringer wird der Aufwand für die Handelsabteilung des ÜNB, welcher derzeit den gesamten EEG-Strom seiner Regelzone vermarktet. Der Aufwand für die Erstellung der Einspeiseprognose für die EEG-Anlagen wird sich durch die Einführung des Marktprämienmodells hingegen nicht wesentlich verringern, da der ÜNB seine Prognose auf Basis von Hochrechnungen durchführt und daher einzelne Anlagen nicht betrachtet. Somit vermindert sich sein Aufwand beim Wechsel einiger Anlagen zum Marktprämienmodell nicht. Ggfs. können sich die Kosten zur Beschaffung von Ausgleichsenergie für den Übertragungsnetzbetreiber erhöhen, wenn insbesondere gut prognostizierbare EEG-Anlagen aus seinem Bilanzkreis austreten. In diesem Fall verbleiben dann lediglich diejenigen EEG-Anlagen in seinem Bilanzkreis, welche eine geringere Prognosegüte aufweisen, wodurch beim ÜNB ggf. höhere Kosten für Ausgleichsenergie anfallen.

#### **6.2.4 Quantifizierung des Inanspruchnahmepotenzials**

Das Inanspruchnahmepotenzial zeigt auf, wie stark die Anreize für einzelne EEG-Anlagenbetreiber zum Wechsel ins Marktprämienmodell sind. Die modellgestützten Berechnungen basieren auf der in Abschnitt 6.1.2 dargestellten Methodik und der von den Autoren des Marktprämienmodells<sup>69</sup> vorgeschlagenen Parametrierung. Bei der Beurteilung ist daher zwischen Aspekten, die auf grundsätzliche Eigenschaften des Marktprämienmodells zurückgehen, und Aspekten, die auf die konkrete Parametrierung zurückgehen, zu unterscheiden.

Da das Marktprämienmodell als Option zur Festpreisvergütung und Direktvermarktung implementiert werden soll, kann sich der EE-Betreiber monatlich auf Basis einer individuellen Erlösoptimierung jeweils für eines der Vergütungsmodelle entscheiden. In Tabelle 6-1 sind die auf Basis dieser Entscheidungsgrundlage eingespeisten EEG-Mengen für die Jahre 2015 und 2020 für die einzelnen EE-Technologien und Vergütungssysteme dargestellt. Eine weitere Unterscheidung erfolgt hinsichtlich der Annahme der Höhe der Ausgleichsenergiekosten, die die EE-Betreiber bei Wechsel in die Direktvermarktung oder ins Marktprämienmodell tatsächlich zu zahlen haben. Für die Berechnungen der Inanspruchnahme für das Marktprämienmodell ist die im Modellvorschlag genannte Höhe der Profilservicekomponente als Vergütungskomponente hinterlegt. Neben der Höhe der Vergütung ist die Entscheidung des EE-Betreibers für einen Wechsel aber auch von seinen Kosten abhängig. Wie bereits in Kapitel 6.1.2 erläutert, ist die Bestimmung der in der Realität anfallenden Kosten für Ausgleichsenergie mit hohen Unsicherheiten behaftet. Deshalb werden die unterstellten Kosten für Ausgleichsenergie in der folgenden Analyse des Marktprämienmodells variiert. Für die untere Ebene dieser Bandbreite wird unterstellt, dass die von den EE-Betreibern im Marktprämienmodell zu zahlenden Ausgleichsenergiekosten der empirischen Abschätzung gemäß Kapitel 6.1.2 entsprechen. Die entsprechenden Ergebnisse finden sich im oberen Teil der folgenden Tabelle 6-1. Für die obere Ebene dieser Bandbreite wird unterstellt, dass die Ausgleichsenergiekosten exakt der im

---

<sup>69</sup> Sensfuss, F./ Ragwitz, M. (2009).

Vorschlag des Marktprämienmodells definierten Höhe der Profilservicekomponente entsprechen. Dies bedeutet, dass die Anlagenbetreiber exakt ihre Kosten für die Ausgleichsenergie decken, jedoch keine zusätzlichen Deckungsbeiträge erwirtschaften (unterer Teil von Tabelle 6-1).

Tabelle 6-1 zeigt, dass der Anreiz zum Wechsel ins Marktprämienmodell bei der vorgeschlagenen Parametrierung des Modells für alle EE-Technologien sehr groß ist. Sowohl in 2015 als auch in 2020 liegen die Erlöse im Marktprämienmodell im Falle der empirischen Abschätzung der Ausgleichsenergiekosten für rund 95% der EEG-Stromerzeugung höher als in der Festpreisvergütung oder der Direktvermarktung.<sup>70</sup> Neben einem geringen Anteil an WEA-Onshore verbleibt insbesondere ein Anteil an Fotovoltaikanlagen in der Festpreisvergütung. Dies ist jedoch im Wesentlichen der eigenverbraachte Fotovoltaikstrom, welcher im Rahmen des derzeitigen EEG separat vergütet wird. Der Verbleib in der Festpreisvergütung ist der Tatsache geschuldet, dass die Vergütung des Eigenverbrauchs im Marktprämienmodell nicht vorgesehen ist.

**TABELLE 6-1: INANSPRUCHNAHMEPOTENZIAL DES MARKTPRÄMIENMODELLS**

Jahr	System	Bio-	Wind	Wind	Foto-	Geo-	Wasser-	DKG-
		masse	Onshore	Offshore	voltaik	thermie	kraft	Gas
		Stromerzeugung in GWh						
		Ausgleichsenergiekosten auf Basis empirischer Abschätzung						
2015	Festpreisvergütung	3	516	0	4.641	0	4	0
2015	Direktvermarktung	0	0	0	0	0	0	129
2015	Marktprämienmodell	43.515	56.691	13.729	21.098	2.490	7.385	2.300
2020	Festpreisvergütung	4	1.788	0	7.876	0	0	0
2020	Direktvermarktung	14	0	79	0	0	490	1.107
2020	Marktprämienmodell	49.147	55.614	34.823	32.671	2.490	10.951	1.150
		exakte Anpassung der Profilservicekomponente an tatsächliche Ausgleichsenergiekosten						
2015	Festpreisvergütung	0	6.142	1.392	5.555	0	1.877	0
2015	Direktvermarktung	0	0	0	0	0	0	129
2015	Marktprämienmodell	43.505	51.065	12.337	20.185	2.490	5.546	2.300
2020	Festpreisvergütung	7	10.940	3.521	9.141	0	2.501	0
2020	Direktvermarktung	14	0	79	0	0	398	1.107
2020	Marktprämienmodell	49.100	46.462	31.302	31.406	2.490	8.576	1.150

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

<sup>70</sup> Der Grund dafür, dass EEG-Anlagen trotz der Möglichkeit ins Marktprämienmodell zu optieren, in die Direktvermarktung wechseln, liegt an im Vergleich zum EEG-Vergütungssatz höheren Strompreisen, wodurch die gleitende Marktprämie negativ wird.

Dieses Bild verändert sich lediglich moderat bei der Annahme, dass die Kosten für den Profilservice bzw. zur Beschaffung der Ausgleichsenergie der EEG-Anlagenbetreiber exakt der im Modellvorschlag vorgesehenen Profilservicekomponente entsprechen. Die Modellrechnung zeigt, dass selbst bei der extremen Annahme von sehr hohen Ausgleichsenergiekosten in Höhe der Profilservicekomponente des Modellvorschlags immer noch maßgebliche Anteile der EEG-Anlagen ins Marktprämienmodell wechseln würden.<sup>71</sup> Durch die höheren Kosten des Profilservice, welche von den EE-Betreibern zu tragen sind, würden allerdings insbesondere weniger WEA-Onshore ins Marktprämienmodell wechseln.

### 6.2.5 Quantifizierung der zusätzlichen Förderkosten

Im vorangegangenen Abschnitt wurde gezeigt, dass bei der im Modellvorschlag angegebenen Parametrierung der wesentliche Teil der Erneuerbaren Energien ins Marktprämienmodell wechseln würde. Dieser Anreiz zum Wechsel besteht jedoch nur dann, wenn die EE-Betreiber dort im Vergleich zur Festpreisvergütung oder zur Direktvermarktung einen höheren Erlös generieren können. Um die Förderkosten des Marktprämienmodells mit denjenigen der Festpreisvergütung vergleichen zu können, ist eine Betrachtung der Nettoförderkosten notwendig. Die Nettoförderkosten sind jeweils bereits bereinigt um den Vermarktungswert der EEG-Anlagen, welcher im Festpreisvergütungssystem Bestandteil der Vergütung ist und im Marktprämienmodell nicht in die Förderung einfließt. Durch die bedarfsgerechte Einspeisung der steuerbaren EEG-Anlagen verändert sich im Marktprämienmodell der Vermarktungswert der EEG-Anlagen gegenüber dem Festpreisvergütungssystem. Wie bereits in Abschnitt 6.1.2 erläutert, beeinflusst die bedarfsgerechte Einspeisung der steuerbaren EEG-Anlagen auch den Vermarktungswert der dargebotsabhängigen EE-Technologien. Wie Tabelle 6-2 zeigt, erhöht sich der Vermarktungswert bzw. Profilmfaktor von steuerbaren EE-Technologien im Marktprämienmodell deutlich, da diese insbesondere die Strompreisspitzen abfahren können.

**TABELLE 6-2: VERÄNDERUNG DES PROFILFAKTORS DER EE-TECHNOLOGIEN IM MARKTPRÄMIENMODELL GEGENÜBER DERZEITIGEM EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)**

	2015	2020
	Veränderung des Profilmfaktors in %-Punkte	
Biomasse inkl. Dep.-, Klär- und Grubengas	11%	10%
Wind Onshore	0%	1%
Wind Offshore	0%	-1%
Fotovoltaik	1%	2%
Geothermie	0%	0%
Wasserkraft	6%	9%

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

<sup>71</sup> In 2015 liegt der Anteil der ins Marktprämienmodell gewechselten EE-Betreiber bei rund 90 % und in 2020 bei rund 86 %.

Gleichzeitig steigt jedoch tendenziell auch der Profilmfaktor der dargebotsabhängigen EE-Technologien wie Windenergie oder Fotovoltaik, obwohl diese Anlagen ihre Einspeisestruktur nicht verändern. Dies liegt daran, dass die steuerbaren EEG-Anlagen im Marktprämienmodell ihre Erzeugung bei niedrigen Strompreisen im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem drosseln, wodurch der Strompreis zu diesen Zeiten höher liegt als im Festpreisvergütungssystem. Diese Zeiten sind in der Regel mit hohen EE-Einspeisemengen verbunden, wodurch die dann einspeisenden (dargebotsabhängigen) EE-Technologien profitieren. Dies führt dazu, dass sich die Erlöse der Betreiber dargebotsabhängiger EE-Technologien im Marktprämienmodell dadurch nochmals erhöhen.

Ein direkter Vergleich lediglich der Nettoförderkosten<sup>72</sup> zwischen dem Festpreisvergütungssystem und dem Marktprämienmodell ist jedoch nicht zulässig, da im Marktprämienmodell dem EE-Betreiber zusätzliche Kosten für den Profilservice und die Handelsanbindung anfallen, welche im Fall der Festpreisvergütung nicht durch den EE-Betreiber getragen werden müssen.<sup>73</sup> Um einen kostenseitigen Vergleich der beiden Modelle vornehmen zu können, müssen die im Marktprämienmodell zusätzlich anfallenden Nettoförderkosten daher um die verminderten Aufwendungen für Ausgleichsenergie und Handelsanbindung bereinigt werden. Da wie bereits erläutert, die tatsächlich anfallenden Kosten für den Profilservice nicht eindeutig zu bestimmen sind, erfolgt auch hier wiederum eine Abschätzung der zusätzlichen Nettoförderkosten des Marktprämienmodells auf Basis einer Bandbreite. Die dargestellten Ergebnisse der Inanspruchnahmepotenziale haben gezeigt, dass selbst bei der Annahme, dass die tatsächlichen Ausgleichsenergiekosten exakt der vorgeschlagenen Höhe der Profilservicekomponente entsprechen - und somit durch die Profilservicekomponente keine zusätzliche Marge zu generieren ist - die EE-Betreiber trotzdem weitestgehend ins Marktprämienmodell wechseln würden. Aufgrund dieses geringen Einflusses wird für die folgenden Untersuchungen das Inanspruchnahmepotenzial auf Basis der empirisch abgeschätzten Ausgleichsenergiekosten unterstellt.

Die Höhe der zusätzlichen Förderkosten sind in Tabelle 6-3 dargestellt. Die im Marktprämienmodell zusätzlich anfallenden Nettoförderkosten (ohne Bereinigung um die verminderten Aufwendungen für Ausgleichsenergie und Handelsanbindung) steigen bis 2020 auf 3 Mrd. €<sub>2010</sub>. Unter Berücksichtigung der verminderten Aufwendungen für Ausgleichsenergie und Handelsanbindung verbleiben zusätzliche Nettoförderkosten von 2,1 Mrd. €<sub>2010</sub> für den Fall der empirischen Abschätzung der Ausgleichsenergiekosten. Als unterste Bandbreite würden sich die Förderkosten im Vergleich zum derzeitigen System um 1,27 Mrd. €<sub>2010</sub> im Jahre 2020 erhöhen. Dieser Wert basiert jedoch auf der als unrealistisch eingeschätzten Annahme<sup>74</sup>, dass

---

<sup>72</sup> Unter Nettoförderkosten sind die gesamten Bruttoförderkosten abzüglich des Werts des erzeugten EE-Stroms, welcher durch den Verkauf Erlöst werden kann zu verstehen.

<sup>73</sup> Im Falle des Festpreisvergütungssystems fallen die Kosten für den Ausgleich der Prognosefehler der EE-Anlagen beim jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber an, welcher diese Kosten im Rahmen der Netznutzungsentgelte auf den Endverbraucher überwälzt. Die Kosten für die Handelsanbindung übernimmt in der Festpreisvergütung ebenfalls nicht der EE-Betreiber, sondern diese Kosten laufen über die Vertriebsunternehmen und fallen daher auch außerhalb des EEG an.

<sup>74</sup> Vgl. Abschnitt 6.1.2.

die tatsächlichen Ausgleichsenergiekosten exakt der Profilservicekomponente in Höhe von 1,32 Mrd. €<sub>2010</sub> in 2020 entsprechen. Als deutlich realistischer wird die Abschätzung der Ausgleichsenergiekosten auf Basis der empirischen Daten eingeschätzt. Gleichzeitig können – wie in Abschnitt 6.1.2 erläutert – auch die verminderten Aufwendungen für die Handelsanbindung als maximale Einsparungen angesehen werden. Insgesamt zeigt sich, dass die Implementierung des Marktprämienmodells in der derzeit vorgeschlagenen Parametrierung zu deutlich höheren Förderkosten führen würde.<sup>75</sup>

**TABELLE 6-3: ZUSÄTZLICHE NETTOFÖRDERKOSTEN DES MARKTPRÄMIENMODELLS IM VERGLEICH ZUM DERZEIT BESTEHENDEN EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)**

	2015	2020
	Mio. € <sub>2010</sub>	
	Ausgleichsenergiekosten auf Basis empirischer Abschätzung	
zusätzliche Nettoförderkosten	2.206	3.002
verminderte Aufwendungen für Ausgleichsenergie	-248	-483
verminderte Aufwendungen für Handelsanbindung	-384	-455
<b>bereinigte zusätzliche Nettoförderkosten</b>	<b>1.575</b>	<b>2.064</b>
	exakte Anpassung der Profilservicekomponente an tatsächliche Ausgleichsenergiekosten	
zusätzliche Nettoförderkosten	2.206	3.002
verminderte Aufwendungen für Ausgleichsenergie	-944	-1.319
verminderte Aufwendungen für Handelsanbindung	-357	-413
<b>bereinigte zusätzliche Nettoförderkosten</b>	<b>904</b>	<b>1.270</b>

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

### 6.2.6 Quantifizierung des zusätzlichen Nutzens

Nachdem im vorangegangenen Abschnitt die zusätzlichen Förderkosten des Marktprämienmodells abgeschätzt wurden, erfolgt in diesem Abschnitt eine Abschätzung des zusätzlichen Nutzens. Der Nutzen des Marktprämienmodells ergibt sich im Wesentlichen dadurch, dass diejenigen EE-Energieträger, die steuerbar einspeisen können, dies auch abhängig vom stündlichen Strompreis machen werden.<sup>76</sup> Somit ist zu erwarten, dass im Marktprämienmodell in Stunden, in denen eine hohe Stromnachfrage und damit ein hoher Strompreis besteht, die genannten EE-Technologien im Vergleich zum

<sup>75</sup> Die zusätzlichen Förderkosten gehen zum großen Teil auf die auf starken Teilnahmeanreiz ausgelegten Profilmfaktoren zurück. In Kapitel 7.1 werden diesbezügliche Anpassungsmöglichkeiten diskutiert.

<sup>76</sup> Zusätzlicher Nutzen ist, wie weiter oben ausgeführt, durch verbesserte Fahrplanerfüllung und auf gleichmäßigere Einspeisung hin optimierte Anlagenauslegung auch bei den dargebotsabhängigen Anlagen möglich. Diese dynamischen Effekte – die im Hinblick auf die Marktintegration grundsätzlich positiv zu beurteilen sind – dürften allerdings in monetärer Hinsicht geringer als der Nutzen durch Einspeiseverlagerung disponibler Anlagen sein. In der modellbasierten Nutzenabschätzung werden sie nicht berücksichtigt.



Festpreisvergütungssystem verstärkt einspeisen und in Stunden niedriger Nachfrage und niedrigen Strompreisen ihre Einspeisung vermindern. Dieser Effekt zeigt sich in Tabelle 6-4, wo die durchschnittlichen stündlichen Einspeiseverlagerungen im Marktprämienmodell im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem für die steuerbaren EE-Technologien dargestellt sind. Die Einspeiseverlagerungen sind jeweils sortiert für die 10 % der Stunden mit den höchsten Strompreisen, die 10 % der Stunden mit den zweithöchsten Strompreisen, etc., bis zu den 10 % der Stunden mit den niedrigsten Strompreisen. Es zeigt sich, dass in denjenigen Stunden mit den höchsten Strompreisen in 2020 rund 1,6 GW mehr Bioenergiestrom eingespeist wird als in der Festpreisvergütung. In deutlich geringerer Höhe lässt sich auch erkennen, dass Wasserkraftanlagen mit Schwellbetrieb sowie Deponie-, Klär- und Grubengase ihre Erzeugung in diesen Stunden erhöhen. Die Höhe der durchschnittlichen stündlichen Verlagerung vermindert sich mit sinkenden Strompreisen. Ab einem gewissen Strompreisniveau speisen die genannten EE-Technologien dann wiederum im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem weniger ein. So liegt bspw. die verminderte EE-Einspeisung aus Bioenergie in 2020 im Vergleich zur Festpreisvergütung bei rund 2,2 GW.

**TABELLE 6-4:** DURCHSCHNITTLICHE STÜNDLICHE EINSPEISEVERLAGERUNG IM MARKTPRÄMIENMODELL GEGENÜBER DEM DERZEIT BESTEHENDEN EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)

	Quantilsrang	durchschnittliche stündliche Einspeiseverlagerung im Marktprämienmodell gegenüber der Festpreisvergütung in MW					
		Biomasse	Wasserkraft	Gase	Biomasse	Wasserkraft	Gase
		2015			2020		
hoher Strompreis	1,0	1.135	205	5	1.580	246	26
	0,9	1.018	185	5	1.489	244	26
.	0,8	1.114	100	4	1.018	217	26
.	0,7	716	22	1	963	96	19
.	0,6	519	3	0	543	35	13
.	0,5	308	-3	0	125	-28	-4
.	0,4	-9	-12	-1	43	-43	-15
.	0,3	-581	-34	-2	-432	-165	-25
niedriger Strompreis	0,2	-1.495	-200	-5	-1.329	-287	-32
	0,1	-2.139	-256	-6	-2.159	-304	-32

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Insgesamt zeigt sich, dass steuerbare EE-Technologien ihre Einspeisung im Marktprämienmodell durchaus am Strompreis orientieren. Für die dargebotsabhängigen EE-Technologien wie bspw. Windenergie und Fotovoltaik würde sich die stündliche

Einspeisestruktur nicht wesentlich verändern.<sup>77</sup> Daher werden diese EE-Technologien aus Übersichtlichkeitsgründen in dieser Tabelle nicht erfasst.

Welcher zusätzliche monetäre Nutzen für das konventionelle Erzeugungssystem durch diese Einspeiseverlagerung generiert werden kann, ist Gegenstand von Tabelle 6-5. Es werden durch die bedarfsgerechte Einspeisung von steuerbaren EE-Technologien im konventionellen Erzeugungssystem insbesondere Erzeugungsmengen in Zeiten hoher Strompreise eingespart. Dabei wird insbesondere Erdgas basierte Stromerzeugung mit hohen Brennstoffkosten eingespart. Dementgegen erfolgt eine verstärkte Erzeugung konventioneller Kraftwerke in Zeiten niedriger Strompreise. Zu diesen Zeiten erfolgt die Stromerzeugung im Wesentlichen auf Basis von Grundlastkraftwerken mit relativ niedrigen Brennstoffkosten wie Braun-, Steinkohle oder Kernenergie. Im Saldo zeigt sich somit in Tabelle 6-5 ein zusätzlicher Nutzen in Form von Kosteneinsparungen im konventionellen Erzeugungssystem von bis zu 670 Mio. €<sub>2010</sub> in 2020.

**TABELLE 6-5: ZUSÄTZLICHER MONETÄRER NUTZEN DES MARKTPRÄMIENMODELLS IM VERGLEICH ZUM DERZEIT BESTEHENDEN EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)**

	2015	2020
	Mio. € <sub>2010</sub>	
Kosteneinsparungen im konventionellen Stromerzeugungssystem	425	670

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

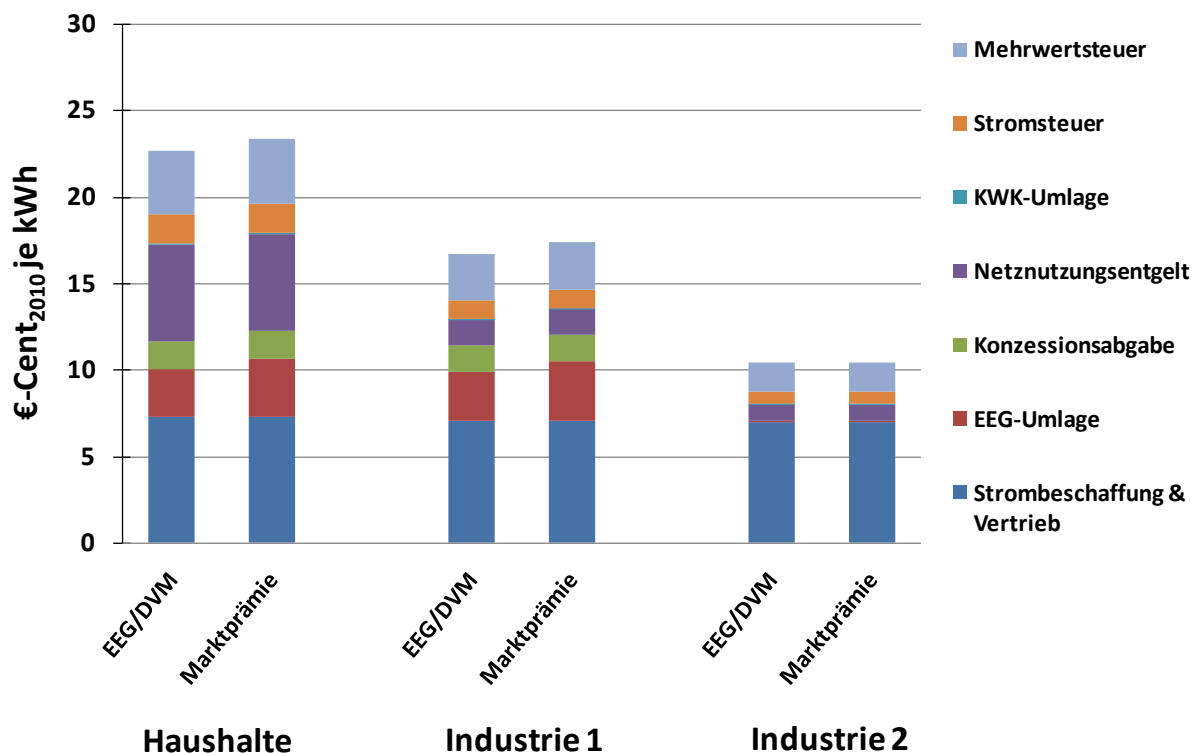
Die veränderten Einspeisestrukturen der EE-Technologien sowie die veränderten EE-Förderkosten im Marktprämienmodell wirken auch auf die Strompreise für Endverbraucher. In Abbildung 6-2 sind diese Strompreiseffekte für unterschiedliche Kundengruppen für das Jahr 2020 dargestellt. Es zeigt sich, dass der Strompreis im Marktprämienmodell für Haushaltskunden um 3 % und für die nicht privilegierte Industrie<sup>78</sup> (Industrie 1) um 4 % im Vergleich zur Festpreisvergütung ansteigt. Der höhere Strompreis liegt insbesondere an der höheren EEG-Umlage im Marktprämienmodell. Der Strompreis auf dem Großhandelsmarkt bleibt trotz Einspeiseverlagerung hingegen nahezu unverändert. Für die privilegierte Industrie<sup>79</sup> (Industrie 2) verändert sich der Endverbraucherstrompreis durch das Marktprämienmodell nicht, da die Belastungen aus der EEG-Umlage für diese Verbrauchergruppe gedeckelt sind.

<sup>77</sup> Diese EE-Technologien würden lediglich in Stunden negativer Strompreise abschalten, was bis 2020 jedoch lediglich in wenigen Stunden des Jahres vorkommen dürfte.

<sup>78</sup> Hierunter werden Industriekunden mit einer Abnahmemenge von 24 GWh p. a., einer Jahreshöchstlast von 4.000 kW und einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden bei einer Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV) mit einem ermäßigtem Stromsteuersatz verstanden. Es wird zudem davon ausgegangen, dass der besondere Belastungsausgleich für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen (Abschnitt 2 § 40 bis 44 EEG [2009]) des EEG nicht zur Anwendung kommt. Für den Stromverbrauch über 100 MWh wird eine reduzierte KWK-Umlage von nominal 0,05 Cent je kWh fällig.

<sup>79</sup> Diese Gruppe wird definiert als Industriekunden mit einer Abnahmemenge von 300 GWh p. a. und einer Jahreshöchstlast von 50.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden bei einer Versorgung in Hochspannung (110 kV) mit einem ermäßigtem Stromsteuersatz. Es wird davon ausgegangen, dass der besondere Belastungsausgleich für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen des EEG zur Anwendung kommt und für den Stromverbrauch über 100 MWh eine reduzierte KWK-Umlage von nominal 0,025 Cent je kWh fällig wird.

ABBILDUNG 6-2: VERGLEICH DER STROMPREISE ZWISCHEN MARKTPRÄMIENMODELL UND DERZEIT BESTEHENDEM EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION) IN 2020



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

### 6.2.7 Abschließende Bewertung des bisher vorgeschlagenen Marktprämienmodells

Im Hinblick auf die in der Verordnungsermächtigung genannten Ziele lässt sich zusammenfassend festhalten, dass das Marktprämienmodell das Ziel einer bedarfsgerechten Einspeisung bezüglich des Ausgleichs von Stromangebot und -nachfrage für grundsätzlich steuerbare EEG-Anlagen wie Bioenergie, Laufwasserkraft mit Schwellbetrieb und Deponie-, Klär- und Grubengas erreicht werden kann. Für dargebotsabhängige EE-Technologien wie Windenergie, Fotovoltaik und Laufwasserkraft ohne Schwellbetrieb sowie für Geothermie mit sehr niedrigen variablen Kosten wird dieses Ziel jedoch allenfalls in geringem Umfang erreicht. Das Marktprämienmodell kann keine umfangreiche gezielte netzentlastende Wirkung entfalten. Lediglich in den wenigen Stunden mit negativen Strompreisen kann das Übertragungsnetz aufgrund von Abschaltungen von EEG-Anlagen ggf. entlastet werden. Die Marktintegration bzw. die Heranführung der Erneuerbaren Energien an den Markt werden durch das Marktprämienmodell in weiten Teilen gefördert. Jedoch werden die Marktrisiken durch den Modellvorschlag weitestgehend eliminiert. Die quantitative Analyse konnte aufzeigen, dass der derzeit diskutierte Vorschlag des Marktprämienmodells in der vorgeschlagenen Parametrierung zu hohen Mitnahmeeffekten für die EE-Betreiber führt. Dies zeigt sich auch an den Strompreiserhöhungen für die Endverbraucher. Insgesamt kann die Einführung des Marktprämienmodells mit der vorgeschlagenen Parametrierung aufgrund der hohen

Mitnahmeeffekte trotz positiver Nutzeneffekte nicht empfohlen werden. In Kapitel 7.1 wird diskutiert, ob durch modifizierte Ausgestaltung die grundsätzlich positiven Wirkungen bei gleichzeitiger Reduktion der Mitnahmeeffekte dennoch erreicht werden können.

### 6.3 Analyse des Kombikraftwerksbonus bei separater Umsetzung

Der Kombikraftwerksbonus ist einerseits als Bonus konzipiert, der EEG-Anlagen zusätzlich zur Festpreisvergütung gewährt wird, um Anreize für eine bedarfsgerechte Einspeisung zu setzen. Andererseits soll der Kombikraftwerksbonus als ein Instrument der Technologieförderung für Stromspeicher sowie für Wärme- und Gasspeicher dienen. Die anvisierte Technologieförderung für Stromspeicher sowie für Wärme- und Gasspeicher ist nicht unmittelbares Ziel der Verordnungsermächtigung. Zwar ist im EEG (2009) in § 1 Absatz 1 die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien als grundsätzlicher Zweck des Gesetzes genannt, allerdings bezieht sich dies auf Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Eine Technologieförderung für Speicher kann somit nur begrenzt und bei weiterer Auslegung mittelbar als Ziel der Verordnungsermächtigung gerechtfertigt werden. Die Analyse des Kombikraftwerksbonus bei separater Umsetzung erfolgt analog zur Analyse des Marktprämienmodells. Zunächst werden qualitativ die Aspekte Konformität hinsichtlich der Ziele der Verordnungsermächtigung, Anreizwirkungen des Modells auf die Betreiber von EEG-Anlagen sowie mögliche Auswirkungen auf weitere Marktakteure untersucht. In einem zweiten Schritt erfolgt eine quantitative Abschätzung der Inanspruchnahmepotenziale des Modells, der zusätzlichen Förderkosten sowie der Kosteneinsparungen im konventionellen Erzeugungssystem.

#### 6.3.1 Zielkonformität

Der Kombikraftwerksbonus verfolgt nicht das Ziel einer Verstetigung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Vielmehr wird das **Ziel einer bedarfsgerechten Einspeisung im Hinblick auf Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Elektrizitätsmarkt** anvisiert. Dazu werden tägliche Stunden mit hoher residualer Last (HRL) und mit niedriger residualer Last (NRL) definiert. Diese sollen im Hinblick auf den Ausgleich der Bilanz zwischen Erzeugung und Nachfrage einen entsprechenden Bedarf widerspiegeln. Dieses Bedarfssignal liefert im Vergleich zum Festpreisvergütungsmodell Anreize einer täglichen Verlagerung von Stromerzeugung von NRL-Zeiten in HRL-Zeiten. Im Vergleich zum effizienten Bedarfssignal, dem stündlichen Strompreis am Großhandelsmarkt, führen einerseits Vereinfachungen bezüglich der nationalen Abgrenzung sowie der zeitlichen Auflösung und andererseits der Betrachtungsperiode – jeweils ein Tag – beim Bedarfssignal des Kombikraftwerksbonus zu Ineffizienzen.<sup>80</sup>

---

<sup>80</sup> Dieses wird im Vorschlag mit dem Risiko von Prognosefehlern des stündlichen Strompreises und des Aufwandes für Anlagenbetreiber begründet. In der Realität sind Modelle für Strompreisprognosen am Folgetage mit deutlich geringeren Prognosefehlern behaftet, als die der Prognose der residualen Last im Vergleich zur tatsächlichen residualen Last.

Gemäß den Empfehlungen des Modellvorschlags wird die residuale Last auf Basis typisierter Lastverläufe in Deutschland unterteilt nach Jahreszeiten sowie Tagestypen und Prognosen der Einspeisung von Windenergie und Fotovoltaik hergeleitet. Auf dem wettbewerblichen Strommarkt wird einerseits der Einfluss von weiteren Faktoren auf die Last, z. B. tägliche Temperaturen und Brückentage, und andererseits die Verfügbarkeit von alternativen Erzeugungsoptionen, die z. B. aufgrund von Revisionen oder ungeplanten Ausfällen von konventionellen Kraftwerken variiert, im Bedarfssignal, dem Strompreis, berücksichtigt. Zusätzlich wird auf dem Strommarkt auch die Situation bezüglich Im- und Exportoptionen aus Nachbarländern im Strompreis berücksichtigt. Die Ausgangsbasis für das Bedarfssignals des Kombikraftwerksbonus – die residuale Last – vernachlässigt somit bereits einige Aspekte, die den tatsächlichen Bedarf bestimmen. Eine weitere Approximation des tatsächlichen Bedarfs ist durch die Einteilung des Bedarfssignals beim Kombikraftwerksbonus in drei Zeitkategorien vorgesehen, während auf dem Strommarkt stündliche Strompreise den Bedarf widerspiegeln. Zugleich ist die Einteilung nach HRL- und NRL-Zeiten auf den jeweiligen Tag begrenzt. Dieses führt zu einer weiteren Approximation des tatsächlichen Bedarfs, da Unterschiede beim Bedarf nur für jeden einzelnen Tag, z. B. Werktag, Samstag, Sonntag berücksichtigt werden, nicht hingegen zwischen Tagen. Als letzter Aspekt wird ein bezüglich der Höhe fixiertes Preissignal im Kombikraftwerksbonus festgelegt. Damit spiegelt dieses nur die relative Knappheit bzw. den relativen Bedarf in einer Periode des Tages im Vergleich zu anderen Perioden des Tages wieder. Ein Signal für die absolute Knappheit wird nicht gegeben. Aus den genannten Gründen ist fraglich, inwieweit das Bedarfssignal des Kombikraftwerksbonus' geeignet ist, um den tatsächlichen Bedarf in Hinsicht auf den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage widerzuspiegeln.

Eine Anspruchsvoraussetzung des Kombikraftwerks ist, dass sich die beteiligten Anlagen in einer Regelzone bzw. ggf. in einem Teilgebiet einer Regelzone befinden. Das **Ziel einer bedarfsgerechten Einspeisung im Hinblick auf die gezielte Vermeidung und Verminderung von Netzengpässen im Übertragungsnetz und im Verteilungsnetz** kann allerdings nicht erreicht werden. Der Einsatz der Anlagen erfolgt gemäß Modellvorschlag nach einem deutschlandweiten Signal. Da die regionale Definition der Anspruchsvoraussetzungen nicht auf einzelne Verteilungsnetze abzielt, können sich in diesem Bereich allenfalls zufällige Effekte ergeben. Bezüglich des Übertragungsnetzes können die Grenzen der Regelzonen zwar als mögliche kritische Bereiche für Netzengpässe identifiziert werden. So besteht aus heutiger Perspektive insbesondere die Gefahr von Netzengpässen bei Stromtransporten in Nord-Süd-Richtung zum Abtransport von Stromerzeugung aus dem Netzgebiet von 50Hertz Transmission GmbH sowie dem nördlichen Gebiet der transpower Stromübertragungs GmbH in Zeiten mit Starkwind. Dieses würde c. p. für eine bedarfsgerechte Einspeisung von EEG-Anlagen bzw. eine Nutzung von Stromspeichern in diesen Gebieten sprechen. Weder die Bedarfskomponente noch die Technologiekomponente sehen allerdings eine regionale Differenzierung vor. Somit werden die Nutzung oder Schaffung von Flexibilitäten bei der Einspeisung von EEG-Anlagen sowie der Zubau von Stromspeichern in allen Regionen Deutschlands unabhängig vom Bedarf für die Vermeidung von Netzengpässen in gleicher Höhe gefördert. In diesem Zusammenhang ist allerdings nochmals zu betonen, dass eine Umsetzung der Verordnungsermächtigung auf

gezielte Vermeidung von Netzengpässen oder gar Verringerung von Netzausbaubedarf nach unserer Ansicht in geeigneter Weise weder gezielt möglich noch unter Berücksichtigung von Effizienz Gesichtspunkten empfehlenswert ist. Die Netzausbaupflicht der Netzbetreiber sollte aufgrund der Problematik der ggf. Netzknoten scharfen Analyse für geeignete Standorte von Speichern sowie der Kostennachteile gegenüber dem Netzausbau nicht abgeschwächt werden. Die regionale Definition der Anspruchsvoraussetzung ist in diesem Zusammenhang nicht begründbar und führt ggf. zu Ineffizienzen. Zudem bergen Anreize für Erzeugungsanlagen zur Vermeidung oder Verringerung des Ausmaßes von Netzengpässen, die in der Regel kostengünstiger durch entsprechenden Netzausbau zu lösen sind, stets die Gefahr einer Verzögerung oder Unterlassung von notwendigen Netzausbauten.

Die **bedarfsgerechte Einspeisung im Hinblick auf die Bereitstellung von Regelleistung** und deren Abruf sowie die Interdependenzen zur bedarfsgerechten Einspeisung bezüglich des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage auf dem Elektrizitätsmarkt werden im Modellvorschlag des Kombikraftwerksbonus nicht betrachtet. Da der Modellvorschlag sowohl bei der Bestimmung der Höhe der Bedarfskomponente als auch bei der Bestimmung der Technologiekomponente ausschließlich auf die gezielte Verlagerung von Energieeinspeisung von NRL-Zeiten in HRL-Zeiten abzielt, wird eine Schaffung von Voraussetzung für die Teilnahme am Regelenergiemarkt nicht angereizt. Der Vorschlag zielt offenkundig zudem auf einen Verbleib der Anlagen im Festpreisvergütungsmodell ab. In diesem Fall besteht – insbesondere für die Bereitstellung von positiver Regelleistung – das Doppelvermarktungsverbot, so dass eine Vermarktung der EEG-Anlagen am Regelenergiemarkt nicht zulässig ist. Eine diesbezügliche Anpassung der Rechtslage sollte aus ökonomischen Gesichtspunkten geprüft werden (vgl. Kapitel 7)

Gemessen am **Ziel einer verbesserten Marktintegration der Erneuerbaren Energien**, im zuvor dargestellten Sinne, dass die Grundlage für einen sukzessiven Übergang der EEG-Anlagen in den Markt erfolgen soll, schafft das Modell des Kombikraftwerksbonus nur geringfügige Fortschritte gegenüber dem Festpreisvergütungsmodell. Eine direkte Marktanbindung, die eine Handelsanbindung, die Entwicklung von optimalen Vermarktungsstrategien sowie die Einhaltung von verbindlich abzugebenden Fahrplänen<sup>81</sup> mit dem Risiko von Zahlungen für Ausgleichsenergie erforderlich macht, ist im Modellvorschlag nicht vorgesehen. Anreizwirkungen, die Vermarktungsgemeinschaften entstehen lassen und / oder zu einer Bündelung von EEG-Anlagen durch Händler führen, werden nur in geringem Umfang gesetzt. Für eine langfristig anvisierte vollständige (Markt-)Integration der Erneuerbaren Energien werden somit keine geeigneten Vermarktungsstrukturen angereizt, die Skaleneffekte und ggf. bereits vorhandenes ‚know-how‘ sowie zugehörige Strukturen nutzen. Eine Gewährung der Technologiekomponente für (bis zu) 10 Jahre bei EEG-Anlagen, deren Betrieb bereits in den nächsten Jahren auf dem Wettbewerbsmarkt wirtschaftlich möglich ist, führt ggf. zu einem längeren Verbleib im Festpreisvergütungsmodell. Ohne die Möglichkeit des Optierens ins Kombikraftwerksmodell würden diese Anlagen bereits vorher in die Direktvermarktung

---

<sup>81</sup> Da keine Sanktionen für Fahrplanabweichungen vorgesehen sind, ist der Anreiz für Prognoseverbesserungen gering.

wechseln. Die wesentlichen Effekte bezüglich einer verbesserten Marktintegration beruhen somit auf einer zunehmenden Nutzung vorhandener Flexibilitäten beim Einsatz von EEG-Anlagen sowie ggf. der Schaffung von neuen Flexibilitäten. Ggf. wird über die langfristige Gewährung der Technologiekomponente der Weg der Erneuerbaren Energien in den Wettbewerbsmarkt sogar verzögert.

### 6.3.2 Anreizwirkungen

Neben der Zielkonformität stellt die Anreizkompatibilität sowie die Gefahr des „Rosinenpickens“ ein Kriterium für die Beurteilung des Modellvorschlags dar. Zur Beurteilung der Generierung von Mitnahmeeffekten und der Missbrauchsgefahr ist eine differenzierte Betrachtung der Anreizwirkungen erforderlich.

Eine inhärente Missbrauchsgefahr besteht für wärmegeführte EEG-Anlagen, da für diese Anlagen ohne Kombikraftwerksbonus bereits eine Einspeisestruktur gegeben sein kann, die zu Mitnahmeeffekten ohne eine tatsächliche Veränderung der Einspeisestruktur führt. Hiervon zu unterscheiden sind Anlagen, die über Flexibilitäten verfügen, die potentiell eine bedarfsgerechte Einspeisestruktur – im Sinne des Kombikraftwerksbonus – ermöglicht, allerdings aufgrund der Festpreisvergütung im EEG keinen Anreiz haben, den Betrieb der Anlage entsprechend auszugestalten. Vor diesem Hintergrund ist zu prüfen, inwieweit die generelle Annahme einer Bandeinspeisung als Referenz für die Anlagen mit grundsätzlicher Anspruchsberechtigung auf Vergütungszahlungen gemäß Bedarfskomponente geeignet ist. In der Praxis dürfte die Vermeidung von Mitnahmeeffekten bei diesen Anlagen nur mit unangemessener administrativer Regelungstiefe zu vermeiden sein. Die Höhe der Bedarfskomponente, d. h. der Wert von 2 Cent je kWh für eingespeiste Energie in HRL-Zeiten bzw. von -2 Cent je kWh in NRL-Zeiten ist im Modellvorschlag willkürlich gewählt. Zwar wird im Vorschlag auf die Steuerungswirkung des (Wettbewerbs-)Marktes verwiesen, der Zusammenhang bleibt allerdings unklar, und der Vergleich mit dem (Wettbewerbs-)Markt ist aufgrund der Tatsache, dass die Anlagen im Festpreisvergütungsmodell verbleiben, nicht relevant.

EEG-Anlagen mit einer Vergütung nach Bedarfskomponente, die über einen Gas- und / oder Wärmespeicher verfügen, erhalten zusätzlich eine Zahlung auf Basis der Technologiekomponente. Die Bedarfs- und Technologiekomponenten sollen insgesamt die Vollkosten von (zusätzlichen) Wärme- und Gasspeichern decken. Es wird nicht definiert, ob dieses nur für neue Speicher- oder auch für bereits bestehende Speicher gezahlt wird. Daher ist davon auszugehen, dass die Technologiekomponente ohne Differenzierung zwischen Bestandsspeichern und neuen Speichern gezahlt wird. Ein Indiz für diese Interpretation des Vorschlags ist, dass die Bemessungsgrundlage der Technikkomponente unabhängig von der Speichergröße gezahlt wird. Vielmehr wird diese in Abhängigkeit des Betriebs der EEG-Anlage(n) in Spitzenlastzeiten (arithmetisches Mittel der Einspeiseleistung der monatlichen 90 %-Quantile) im Vergleich zur durchschnittlichen Einspeisung im letzten Betriebsjahr gezahlt. Die Höhe der Bemessungsgrundlage, die als zusätzliche installierte Leistung bezeichnet wird, hängt also nicht von der zusätzlichen Flexibilität der Anlagen durch Zubau von Gas- und Wärmespeichern, sondern von der insgesamt vorhandenen Flexibilität ab. Ob diese sich aus vorhandenen und neuen Gas- und Wärmespeichern oder aus anderen Gründen ergibt, ist dabei

irrelevant. Somit ist die Deckung der Vollkosten für neue Wärme- und Gasspeicher unter Berücksichtigung der Erlöse aus der Bedarfskomponente als Grundlage zur Berechnung der spezifischen Technologiekomponente kein adäquates Kriterium. Berücksichtigt man zusätzlich, dass im Bereich Wärme- und Gasspeicher für den hier beschriebenen Einsatz ausgereifte technische Lösungen existieren, stellt auch das Argument der Investitionssicherheit und Technologieförderung im Bereich Gas- und Wärmespeicher keine Rechtfertigung der Technologiekomponente dar. Bei der Förderung der bedarfsgerechten Einspeisung von EEG-Anlagen ist daher, wenn es sich nicht um eine Technologieförderung handelt, vielmehr eine reine Kosten-Nutzen-Abwägung heranzuziehen. Die zusätzlichen Erlösmöglichkeiten müssen ausreichend Anreize setzen, um Flexibilitätspotentiale zu heben, und sollten keinesfalls den zusätzlichen Nutzen durch Verlagerung der Einspeisung auf dem Strommarkt übersteigen. Ansonsten ist eine Erhöhung der Förderkosten ohne ausreichend kompensierende Effekte die Folge. Daraus folgt, dass die Notwendigkeit / Sinnhaftigkeit einer Technologiekomponente in diesem Bereich grundsätzlich fraglich erscheint. Die Komplexität der Regelungen wird deutlich erhöht, obwohl ausreichend Anreize bereits mit einer entsprechenden Anpassung der Bedarfskomponente geschaffen werden könnten.<sup>82</sup>

Neben der grundsätzlichen Frage der Sinnhaftigkeit der Technologiekomponente ist ihre Differenzierung nach Anlagengrößen (150 kW, 500 kW und 1.000 kW) und der Art der Anlage (Anlage mit Gasspeicher, Gas- und Wärmespeicher oder Wärmespeicher) fraglich. Wiederum gilt, dass die Festlegung auf Basis einer Analyse des Nutzens auf der einen Seite und der zusätzlichen Förderkosten auf der anderen Seite erfolgen sollte. Der Nutzen für das Elektrizitätsversorgungssystem, d. h. einer Verlagerung von Stromeinspeisung von Schwach- in Starklaststunden, unterscheidet sich weder nach Anlagengröße noch nach Art der Anlage.

Als weitere Anlagenkomponente im Kombikraftwerksbonus sind optional Stromspeicher vorgesehen. Diese erhalten eine Vergütung sowohl auf Basis der Bedarfskomponente als auch auf Basis der Technologiekomponente. Die Bedarfskomponente für Stromspeicher ist gemäß Formel 4.2 (Abschnitt 5.2) anders ausgestaltet und berücksichtigt nicht nur eingespeiste Energie, sondern zusätzlich entnommene Energie. Die entnommene Energie muss entweder direkt aus EEG-Anlagen (Arealnetz) oder bilanziell zum gleichen Zeitpunkt aus eingespeister Energie von EEG-Anlagen in das Netz (der allgemeinen Versorgung) stammen. In diesem Bereich ergibt sich die Problematik, dass sich bei Entnahme von Speichern in NRL-Zeiten zugleich eine erhöhte Einspeisung von EEG-Anlagen in das Netz ergibt, wenn es sich nicht um ein Arealnetz handelt. Wenn es sich um eine EEG-Anlage handelt, die anspruchsberechtigt für die Bedarfskomponente nach Formel 4.1 ist, erfolgt im Saldo somit keine Zahlung. Gleiches gilt für HRL-Zeiten. Bei einem Arealnetz oder EEG-Anlagen, die keinen Anspruch auf die Bedarfskomponente nach Formel 4.1 haben, ist dieses nicht der Fall. Als Teil des Kombikraftwerks kommen hiermit eigentlich nur EEG-Anlagen, die keine Anspruchsberechtigung auf die Bedarfskomponente haben, oder Anlagen in Arealnetzen in Frage. Es bleibt unklar, ob dieser Effekt erwünscht ist. Analog zur spezifischen Höhe der

---

<sup>82</sup> Hierbei ist auch die inhärente Gefahr einer Verschiebung der Anreizsignale für den bedarfsgerechten Einsatz der Anlagen durch die Technologiekomponente zu berücksichtigen.



Bedarfskomponente für Stromeinspeisung von EEG-Anlagen ist die spezifische Vergütungshöhe von +/- 2 Cent je kWh für entnommene und eingespeiste Energie bei Stromspeichern willkürlich. Dieses ist allerdings dem Modellvorschlag immanent, da die Technologiekomponente die verbleibenden Vollkosten der Stromspeicher, die nicht durch die Bedarfskomponente gedeckt werden, decken soll.

Die Höhe der Technologiekomponente unterscheidet sich – aufgrund des Ziels einer Deckung der Vollkosten durch Bedarfs- und Technologiekomponente – erheblich. Dabei werden nur ausgewählte Stromspeichertechnologien gefördert (vgl. Tabelle 5-2), während andere Technologien, wie z. B. Schwungräder, nicht berücksichtigt werden. Die Kriterien bei der Auswahl der geförderten Technologien werden nicht erläutert. Sowohl das Ziel einer Differenzierung der spezifischen Vergütungssätze als auch die willkürlich erscheinende Technologieauswahl verursacht erhebliche Gefahren von Ineffizienzen und Fehlentwicklungen bei der Technologieförderung von Stromspeichern. Es findet kein Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Stromspeichertechnologien statt, d. h. es werden nicht die geeignetsten Technologien zur Stromspeicherung genutzt und weiterentwickelt. Vielmehr werden die Technologien, für die unter Berücksichtigung der Kosten und der Vergütung im Rahmen des Kombikraftwerks die höchste Rendite erwirtschaftet werden kann, verwendet und ggf. weiterentwickelt.

Zusätzlich besteht die Gefahr von Fehlentwicklungen bei Stromspeichertechnologien. So wird momentan intensiv an der Entwicklung geeigneter Batteriekonzepte für E-Kfz gearbeitet. Für diesen Einsatzbereich sind ggf. andere technische Anforderungen (z. B. Speicherkapazitäten, Be- und Entladungskapazität, Gewicht) zu stellen als die Anforderungen, die sich aus einer Maximierung der Erlösmöglichkeiten im Rahmen des Kombikraftwerksbonus ergeben.

Wie bei Kombikraftwerken aus EEG-Anlagen mit Gas- und / oder Wärmespeichern ist die Notwendigkeit einer Technologiekomponente fraglich, da entsprechende Anreize über Anpassungen der Bedarfskomponente gesetzt werden könnten. Dieses würde wiederum die Komplexität des Kombikraftwerksbonus verringern und die inhärente Gefahr einer Verschiebung der Anreizsignale für den bedarfsgerechten Einsatz der Anlagen durch die Technologiekomponente eliminieren.

Grundsätzlich ist, wie bereits vorher erläutert, die Frage zu stellen, ob das EEG bzw. die Verordnungsermächtigung mit dem Ziel einer Förderung von Stromspeichertechnologien kompatibel ist. Aber auch die Art und Weise der Förderung von Stromspeichertechnologien unter Berücksichtigung des Ziels der Technologieförderung ist in mindestens zwei Bereichen mit erheblichen Schwächen verbunden. Die Differenzierung der Höhe der Technologiekomponente nach unterschiedlichen Stromspeichertechnologien sowie die (willkürliche) Auswahl der geförderten Technologien führen zu Fehlentwicklungen und Ineffizienzen. Die Unterteilung nach Gewährung einer Vergütung gem. Bedarfskomponente und einer Technologiekomponente erhöht die Komplexität unnötig und führt ggf. zu einer Überlagerung der Anreize der Bedarfskomponente beim Einsatz durch Anreize der Technologiekomponente.

### 6.3.3 Auswirkungen auf die Netzbetreiber

Bei Einführung des Modellvorschlags zum Kombikraftwerksbonus werden neben den EEG-Anlagenbetreibern insbesondere zwei weitere Gruppen betroffen sein. Der **Anschlussnetzbetreiber** ist in Ergänzung zu der bisherigen Erfassung der Stromerzeugung, Ermittlung der Vergütungsansprüche für die einzelnen EEG-Anlagen sowie der Weiterwälzung der Kosten des EEG für die Erfassung der erforderlichen Stromeinspeisungen in hoher zeitlicher Differenzierung für Anlagen innerhalb des Kombikraftwerksbonus sowie die Berechnung der entsprechenden Vergütung zuständig. Dieses führt zu einer weiteren Aufwandserhöhung bei den Anschlussnetzbetreibern, die einerseits eine Anpassung der Messung der beteiligten Anlagen und andererseits Anpassungen der Software zur Erfassung und Abrechnung erfordert. Beides ist mit höheren Aufwendungen verbunden und erfordert einen zeitlichen Vorlauf. Gleiches gilt grundsätzlich für den **Übertragungsnetzbetreiber**. Zusätzlich muss dieser die Prognoseverfahren für die EE-Einspeisung anpassen, da Anlagen innerhalb eines Kombikraftwerks ihre Einspeisung gegenüber dem Festpreisvergütungsmodell gemäß den Anreizwirkungen verändern. Somit muss der Übertragungsnetzbetreiber für die Vortagsprognose einerseits eine Einspeiseprognose machen, die die Anreizwirkungen des Kombikraftwerks nicht berücksichtigt, um den Betreibern eines Kombikraftwerks entsprechende Vorgaben zu HRL-Zeiten und NRL-Zeiten zur Verfügung zu stellen. Andererseits ist der Übertragungsnetzbetreiber weiterhin verpflichtet, den Strom aus EEG-Anlagen in der Festpreisvergütung mit und ohne Kombikraftwerksbonus zu vermarkten. Dazu muss er Fahrpläne für den EEG-Bilanzkreis aufstellen, für die eine Vortagesprognose der Einspeisung mit Berücksichtigung der Anreizwirkungen des Kombikraftwerksbonus erforderlich ist. Die Prognosegüte für die Fahrplananmeldung dürfte zumindest für eine Übergangsperiode abnehmen, da Anpassungen der Einspeisungen zusätzlich zu prognostizieren sind. Da Prognosefehler bei der Fahrplananmeldung der Betreiber von Kombikraftwerken nicht sanktioniert werden, werden die Informationen der zusätzlichen Fahrplananmeldungen keinen relevanten Beitrag zur Verbesserung der aggregierten Prognose leisten können. Somit ist bei den Übertragungsnetzbetreibern mit erhöhten Vermarktungskosten durch zusätzlichen Bezug von Ausgleichsenergie zu rechnen.

### 6.3.4 Quantifizierung des Inanspruchnahmepotenzials

Das Inanspruchnahmepotenzial des Modells des Kombikraftwerksbonus ist im Vergleich zum Marktprämienmodell deutlich geringer. Dieses liegt im Wesentlichen daran, dass durch dieses Modell lediglich ausgewählte EE-Technologien mit der Möglichkeit der Energiespeicherung bzw. Kombikraftwerke gefördert werden sollen. Die in Tabelle 6-6 dargestellten Inanspruchnahmepotenziale zeigen, dass in 2015 lediglich rund 3 TWh und in 2020 ca. 7 TWh EEG-Stromerzeugung den Kombikraftwerksbonus erhalten. Das größte Inanspruchnahmepotenzial besteht bei der Biomasse mit Wärme- oder Gasspeichern sowie bei der Wasserkraft mit der Möglichkeit des Schwellbetriebs und Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen mit Gasspeichern. Kombikraftwerke bestehend aus Windenergie- oder Fotovoltaikanlagen mit separaten Stromspeichern wird bis 2020 kein nennenswertes Potenzial

zugeschriebenen. Zur Abschätzung der Inanspruchnahmepotenziale für diese Technologien wurde sich auf die im Modellvorschlag beschriebenen Ausbauszenarien gestützt.

TABELLE 6-6: INANSPRUCHNAHMEPOTENZIAL DES KOMBIKRAFTWERKSbonus

Jahr	System	Bio-	Wind	Wind	Foto-	Geo-	Wasser-	DKG-
		masse	Onshore	Offshore	voltaik	thermie	kraft	Gas
		Stromerzeugung in GWh						
2015	Festpreisvergütung	42.027	56.405	13.728	25.740	2.490	4.736	2.145
2015	Direktvermarktung	412	801	0	0	0	652	238
2015	Kombikraftwerksbonus	723	1	1	0	0	2.035	46
2020	Festpreisvergütung	41.980	56.677	33.830	40.545	2.490	6.901	635
2020	Direktvermarktung	1.039	722	1.061	0	0	2.179	1.380
2020	Kombikraftwerksbonus	4.663	5	11	2	0	2.395	242

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Insgesamt zeigt sich, dass der maßgebliche Anteil der Erneuerbaren Energien bei einer Wechselmöglichkeit in den Kombikraftwerksbonus im Festpreisvergütungssystem bzw. in der Direktvermarktung verbleibt. Dieses entspricht im Wesentlichen auch den im Vorschlag des Kombikraftwerksmodells aufgezeigten Ausbauszenarien.

### 6.3.5 Quantifizierung der zusätzlichen Förderkosten

Wie bereits in der Analyse des Marktprämienmodells erläutert, wird der EE-Betreiber nur dann in ein anderes Fördersystem wechseln, wenn er dort im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem einen höheren Erlös generieren kann. Somit ist auch beim Kombikraftwerksbonus im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem mit höheren Nettoförderkosten zu rechnen. Betrachtet man wiederum die in Tabelle 6-7 dargestellte Veränderungen des Vermarktungswerts der jeweiligen EE-Technologien im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem, so fällt auf, dass die steuerbaren EEG-Anlagen mit Ausnahme der Wasserkraft ihren Vermarktungswert nicht Wesentlich erhöhen können. Dies liegt zum einen daran, dass im Kombikraftwerksbonus nicht alle grundsätzlich steuerbaren EE-Technologien berücksichtigt werden. Zum anderen orientiert sich die Einspeisung im Kombikraftwerksbonus nicht am Strompreis sondern an der residualen Last.

**TABELLE 6-7: VERÄNDERUNG DES PROFILFAKTORS DER EE-TECHNOLOGIEN IM KOMBIKRAFTWERKSbonus GEGENÜBER DERZEITIGEM EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)**

	2015	2020
	Veränderung des Profilmfaktors in %-Punkte	
Biomasse inkl. Dep.-, Klär- und Grubengas	0%	1%
Wind Onshore	0%	0%
Wind Offshore	0%	0%
Fotovoltaik	1%	1%
Geothermie	0%	0%
Wasserkraft	4%	5%

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Im Gegensatz zum Marktprämienmodell ist bei der Bestimmung der zusätzlichen Nettoförderkosten keine Bereinigung um Ausgleichsenergiekosten und Kosten für die Handelsanbindung notwendig, da im Kombikraftwerksbonus keine selbständige Vermarktung des EEG-Stroms für die EE-Betreiber anfällt. Die Höhe der zusätzlichen Nettoförderkosten ist in Tabelle 6-8 dargestellt. Unter Berücksichtigung der unterstellten Annahmen steigen die Nettoförderkosten bis 2015 auf 5 Mio. €<sub>2010</sub> und bis 2020 auf 45 Mio. €<sub>2010</sub>. Somit liegen diese zwar im Vergleich zum Marktprämienmodell deutlich niedriger, jedoch ist, wie im vorangegangenen Abschnitt, auch das Inanspruchnahmepotenzial im Vergleich deutlich geringer.

**TABELLE 6-8: ZUSÄTZLICHE NETTOFÖRDERKOSTEN DES KOMBIKRAFTWERKSbonus IM VERGLEICH ZUM DERZEIT BESTEHENDEN EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)**

	2015	2020
	Mio. € <sub>2010</sub>	
zusätzliche Nettoförderkosten	5	45

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

### 6.3.6 Quantifizierung des zusätzlichen Nutzens

Der Nutzen des Kombikraftwerksbonus ergibt sich durch die Einspeiseverlagerung von Stunden niedriger residualer Last zu Zeiten hoher residualer Last. In Tabelle 6-9 sind die durchschnittlichen stündlichen Einspeiseverlagerungen beim Kombikraftwerksbonus im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem für die geförderten EE-Technologien<sup>83</sup> dargestellt.

<sup>83</sup> Neben den hier dargestellten EE-Technologien erfolgt zusätzlich eine Verlagerung der Einspeisung für EE-Technologien mit kombiniertem Stromspeicher. Dies sind insbesondere Windenergie- und Fotovoltaikanlagen. Jedoch ist entsprechend der im Modellvorschlag aufgezeigten Ausbauszenarien mit keinem nennenswerten Ausbau von dezentralen Stromspeichertechnologien zu rechnen. Somit ist auch der diesbezügliche Nutzen durch eine Einspeiseverlagerung als lediglich marginal anzusehen und kann daher an dieser Stelle vernachlässigt werden.

Analog zur Nutzendarstellung des Marktprämienmodells sind die Einspeiseverlagerungen auch hier jeweils sortiert für die 10% der Stunden mit den höchsten Strompreisen, die 10 % der Stunden mit den zweithöchsten Strompreisen, etc., bis zu den 10 % der Stunden mit den niedrigsten Strompreisen. Es zeigt sich, dass in denjenigen Stunden mit den höchsten Strompreisen in 2020 rund 250 MW mehr Bioenergiestrom eingespeist wird als in der Festpreisvergütung. Auch Wasserkraftanlagen mit Schwellbetrieb sowie Deponie-, Klär- und Grubengase erhöhen in diesen Stunden ihre Erzeugung. In den Stunden mit den niedrigsten Strompreisen vermindert sich die Einspeisung im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem wiederum in ähnlicher Größenordnung.

**TABELLE 6-9: DURCHSCHNITTLICHE STÜNDLICHE EINSPEISEVERLAGERUNG IM KOMBIKRAFTWERKSPLUS GEGENÜBER DEM DERZEIT BESTEHENDEN EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)**

	Quantilsrang	durchschnittliche stündliche Einspeiseverlagerung im Kombikraftwerksbonus gegenüber der Festpreisvergütung in MW					
		Biomasse	Wasserkraft	Gase	Biomasse	Wasserkraft	Gase
		2015			2020		
hoher Strompreis	1,0	51	113	2	254	197	19
.	0,9	-18	73	2	117	148	14
.	0,8	-44	96	2	163	131	13
.	0,7	-56	83	2	0	67	7
.	0,6	3	69	1	83	47	4
.	0,5	39	-21	-1	-82	-48	-5
.	0,4	19	-42	-1	-62	-85	-9
.	0,3	30	-81	-2	-104	-82	-9
niedriger Strompreis	0,2	-21	-94	-2	-154	-138	-14
	0,1	-14	-147	-3	-224	-193	-19

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Insgesamt zeigt sich, dass die durch das Kombikraftwerksbonusmodell angestrebte Verlagerung der EE-Einspeisung im Vergleich zum Marktprämienmodell deutlich niedriger ist. Betrachtet man bspw. die Höhe der Einspeiseschwankungen alleine von Windenergieanlagen von bis zu 20 GW, so ist der Effekt des Kombikraftwerksbonus als lediglich marginal anzusehen.

Der zusätzliche monetäre Nutzen für das konventionelle Erzeugungssystem durch diese Einspeiseverlagerung ist in Tabelle 6-10 dargestellt. Analog zum Marktprämienmodell wird durch die verlagerte EE-Einspeisung im konventionellen Erzeugungssystem insbesondere Erdgas basierte Stromerzeugung mit hohen Brennstoffkosten eingespart. In Zeiten niedriger Strompreise erfolgt dann wiederum eine Verringerung der EE-Einspeisung, welche wiederum im konventionellen Erzeugungssystem auf Basis von Grundlastkraftwerken mit relativ niedrigen Brennstoffkosten wie Braunkohle oder Kernenergie ausgeglichen wird. Im Saldo zeigt sich somit in Tabelle 6-10 ein zusätzlicher Nutzen in Form von Kosteneinsparungen im konventionellen Erzeugungssystem von bis zu 128 Mio. €<sub>2010</sub> in 2020.

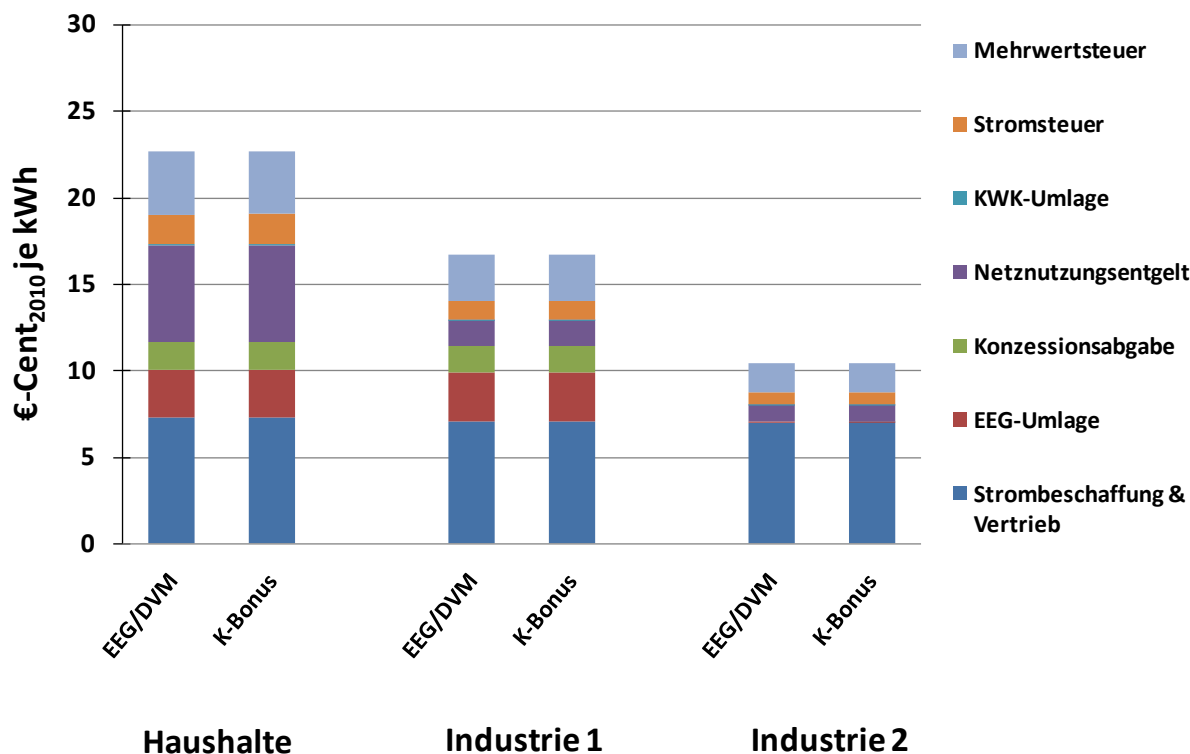
**TABELLE 6-10: ZUSÄTZLICHER MONETÄRE NUTZEN DES KOMBIKRAFTWERKSbonus IM VERGLEICH ZUM DERZEIT BESTEHENDEN EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)**

	2015	2020
	Mio. € <sub>2010</sub>	
Kosteneinsparungen im konventionellen Stromerzeugungssystem	71	128

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Die genannten Effekte wirken sich lediglich marginal auf die Höhe des Strompreises für die Endverbraucher aus. Wie Abbildung 6-3 zeigt, steigen die Strompreise für Haushalte und nicht privilegierte Industriekunden (Industrie 1) aufgrund der höheren EEG-Umlage marginal um weniger als 1%. Für privilegierte Industriekunden (Industrie 2) verändert sich analog zum Marktprämienmodell nichts, da für diese Kundengruppe die EEG-Umlage gedeckelt ist. Die Preise auf dem Großhandelsmarkt für Strom verändern sich aufgrund des lediglich marginalen Effektes durch den Kombikraftwerksbonus nicht.

**ABBILDUNG 6-3: VERGLEICH DER STROMPREISE ZWISCHEN KOMBIKRAFTWERKSbonus UND DERZEIT BESTEHENDEM EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION) IN 2020**



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

### **6.3.7 Abschließende Bewertung des Kombikraftwerksbonus**

Im Hinblick auf die in der Verordnungsermächtigung genannten Ziele lässt sich zusammenfassend festhalten, dass das Modell des Kombikraftwerksbonus keine maßgeblichen Effekte zur bedarfsgerechten Einspeisung generieren kann. Das Ziel einer bedarfsgerechten Einspeisung bezüglich des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage auf dem Elektrizitätsmarkt wird zwar grundsätzlich erreicht, jedoch in einem sehr geringen Ausmaß. Die Orientierung der Einspeiseverlagerung entsprechend der residualen Last ist kein geeignetes Bedarfssignal, da es von im Markt bestehenden wichtigen Flexibilitäten wie bspw. Stromaustausch und Pumpspeicherkraftwerken abstrahiert. Von den Autoren des Vorschlags wird die Förderung von Stromspeichertechnologien (sowie Gas- und Wärmespeichern) als explizites Ziel definiert. Im Bereich der Überprüfung der Zielkonformität mit den Vorgaben der Verordnungsermächtigung kann dieses nicht bewertet werden, da es weder ein explizites Ziel der Verordnungsermächtigung noch des EEG ist. Insgesamt stellt sich jedoch die Frage nach dem Sinn einer Förderung von dezentralen Stromspeichertechnologien. Dezentrale Stromspeicher, die als Kombikraftwerk mit einer EEG-Anlage kombiniert werden, orientieren ihr Betriebsverhalten lediglich an der Erzeugung dieser EEG-Anlage. Allerdings muss dieses Betriebsverhalten nicht zwangsläufig dem tatsächlichen Bedarf an Speichermöglichkeiten im Gesamtsystem entsprechen. Zudem sind dezentrale Speichersysteme, die alleine für die Stromspeicherung genutzt werden - in der Regel teurer als zentrale Speichertechnologien wie bspw. Pumpspeicherkraftwerke oder CAES-Anlagen in Kombination mit einem systemadäquaten Netzausbau. Ob dezentrale Stromspeicher in einem kombinierten Betrieb, wie bspw. Autobatterien etc., kostengünstig Speicherdienstleistungen im Strommarkt anbieten können, wird derzeit in diversen Pilotprojekten im Rahmen des E-Energyprogramms evaluiert. Im Gegensatz zum Marktprämienmodell werden die EE-Technologien beim Kombikraftwerksbonus nicht an den Markt herangeführt und müssen daher ihren Strom nicht am Markt selbst vermarkten. Die damit einhergehenden Vorteile zur Marktintegration entfallen somit.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass der Kombikraftwerksbonus keinen nennenswerten Nutzen für das Gesamtsystem stiften kann. Gleichzeitig liegen die Förderkosten nach Einführung jedoch auch relativ gering. Allerdings ist in die Beurteilung auch die mit hohem Aufwand verbundene Implementierung und laufende Administrierung eines solch komplexen Modells einzubeziehen. In Anbetracht des geringen Nutzens lohnt sich die Implementierung nicht.

## **6.4 Wechselwirkungen bei paralleler Umsetzung der beiden Modelle**

Wurden bisher die beiden Modelle der Marktprämie und des Kombikraftwerks bei separater Umsetzung betrachtet, so erfolgt in diesem Abschnitt eine Analyse der Wechselwirkungen der beiden Modelle, wenn sie gleichzeitig eingeführt werden würden. Es wird insbesondere der Frage nachgegangen, ob sich die beiden Modelle gegenseitig ergänzen oder negativ beeinflussen.

Zwischen den beiden Modellvorschlägen gibt es Überschneidungen an geförderten EEG-Anlagen. So werden im Kombikraftwerksbonus diejenigen EE-Technologien gefördert, welche aufgrund ihrer Speichermöglichkeit bedarfsgerecht einspeisen können. Dies sind bspw. Biomasse- oder Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen mit Wärme- und/oder Gasspeicher sowie Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb. Diese Gruppe gehört jedoch auch zu denjenigen Anlagen, die im Rahmen des Marktprämienmodells dazu angereizt werden sollen, möglichst bedarfsgerecht einzuspeisen. In beiden Modellen existieren im Gegensatz zum derzeitigen Festpreisvergütungssystem Anreize, heutige Anlagen um eine Speichermöglichkeit zu ergänzen oder zukünftige EEG-Anlagen mit Gas-, Wärme- oder Wasserspeicher auszustatten. Im Kombikraftwerksbonus erfolgt der Anreiz neben der Bedarfs- über die Technologiekomponente. Im Marktprämienmodell wird der Anreiz im Wesentlichen über den Profilmultiplikator gewährt. Hier wird ein Speicher dann errichtet, wenn dadurch die zusätzlichen Erlöse durch die Steigerung des Marktwerts des EEG-Stroms die zusätzlichen Investitionskosten übersteigen. Somit stehen die beiden Modelle in Konkurrenz zueinander. Die EE-Betreiber werden sich für dasjenige Modell entscheiden, welches die attraktivere Förderung bietet. Lediglich sehr teure Speichertechnologien, welche durch das Marktprämienmodell nicht beanreizt würden, könnten ggf. beim Kombikraftwerksbonus aufgrund der Technologiekomponente zusätzlich angereizt werden.

Im Folgenden werden analog zu den Analysen der separaten Umsetzungen der Modelle die Inanspruchnahmepotenziale sowie die zusätzlichen Förderkosten, der zusätzliche Nutzen sowie die Auswirkungen auf die Endverbraucherpreise für Strom untersucht.

#### **6.4.1 Quantifizierung des Inanspruchnahmepotenzials**

Die in Tabelle 6-11 dargestellten Inanspruchnahmepotenziale der beiden Modelle bei paralleler Umsetzung zeigen, dass der maßgebliche Teil der EEG-Anlagen ins Marktprämienmodell wechseln wird. Jedoch wechseln diejenigen EEG-Anlagen, um die das Marktprämienmodell und der Kombikraftwerksbonus konkurrieren, vermehrt zum Kombikraftwerksbonus. Dies zeigt sich darin, dass in 2020 rund 70 % der durch den Kombikraftwerksbonus geförderten EE-Stromerzeugung bei separater Umsetzung auch bei paralleler Umsetzung der beiden Modelle ins Modell des Kombikraftwerksbonus wechselt. Somit kann das Marktprämienmodell lediglich rund 30 % der durch den Kombikraftwerksbonus geförderten EE-Stromerzeugung für sich gewinnen.



**TABELLE 6-11: INANSPRUCHNAHMEPOTENZIAL BEI PARALLELER UMSETZUNG DES MARKTPRÄMIENMODELLS UND DES KOMBIKRAFTWERKSbonus**

Jahr	System	Bio-	Wind	Wind	Foto-	Geo-	Wasser-	DKG-
		masse	Onshore	Offshore	voltaik	thermie	kraft	Gas
		Stromerzeugung in GWh						
2015	Festpreisvergütung	0	516	0	4.641	0	0	0
2015	Direktvermarktung	0	0	0	0	0	31	132
2015	Marktprämienmodell	42.855	56.691	13.729	21.098	2.490	5.393	2.254
2015	Kombikraftwerksbonus	663	0	0	0	0	2.030	46
2020	Festpreisvergütung	0	1.788	0	7.876	0	0	0
2020	Direktvermarktung	14	0	79	0	0	490	1.107
2020	Marktprämienmodell	46.002	55.614	34.823	32.671	2.490	9.250	1.077
2020	Kombikraftwerksbonus	3.149	0	0	0	0	1.734	73

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

#### 6.4.2 Quantifizierung der zusätzlichen Förderkosten

Bei der Analyse der Nettoförderkosten sind analog zu den bisherigen Modellanalysen wiederum die Vermarktungswerte zu betrachten. Da in diesem System der Großteil der EEG-Anlagen ins Marktprämienmodell optiert, sind die Ergebnisse dieser Analyse der parallelen Umsetzung der beiden Modelle ähnlich zur Analyse des Marktprämienmodells bei separater Umsetzung. Dies zeigt sich auch bei Betrachtung der Veränderung der Profilmfaktoren im Vergleich zum derzeitigen EEG. Wie Tabelle 6-12 zeigt, erhöht sich der Vermarktungswert der steuerbaren EE-Technologien deutlich. Analog zur Analyse des Marktprämienmodells steigen dadurch tendenziell auch die Profilmfaktoren der dargebotsabhängigen EE-Technologien an.

**TABELLE 6-12: VERÄNDERUNG DES PROFILFAKTORS DER EE-TECHNOLOGIEN BEI PARALLELER UMSETZUNG DES MARKTPRÄMIENMODELLS UND DES KOMBIKRAFTWERKSbonus GEGENÜBER DERZEITIGEM EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)**

	2015	2020
	Veränderung des Profilmfaktors in %-Punkte	
Biomasse inkl. Dep.-, Klär- und Grubengas	11%	11%
Wind Onshore	0%	1%
Wind Offshore	0%	-1%
Fotovoltaik	1%	2%
Geothermie	0%	0%
Wasserkraft	6%	8%

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Da in dieser Analyse wiederum ein Teil der EE-Stromerzeugung durch das Marktprämienmodell gefördert wird, ist bei der Betrachtung der Förderkosten ein direkter Vergleich lediglich der Nettoförderkosten zwischen dem Festpreisvergütungssystem und dem Fall der parallelen Umsetzung der beiden Modelle wiederum nicht zulässig. Wie bereits in der Analyse des Marktprämienmodells erläutert, fallen im Marktprämienmodell dem EE-Betreiber zusätzliche Kosten für den Profilservice und die Handelsanbindung an, welche im Fall der Festpreisvergütung nicht durch den EE-Betreiber getragen werden müssen. Um einen kostenseitigen Vergleich der beiden Modelle vornehmen zu können, müssen die im Marktprämienmodell zusätzlich anfallenden Nettoförderkosten daher um die verminderten Aufwendungen für Ausgleichsenergie und Handelsanbindung bereinigt werden. Für die folgende Betrachtung wird für die Bestimmung der tatsächlich anfallenden Ausgleichsenergiekosten die in Kapitel 6.1.2 erläuterte Methodik der empirischen Abschätzung unterstellt. Die somit abgeschätzten Kosten für Ausgleichsenergie werden als realistischer eingeschätzt als diejenigen, die im Marktprämienmodell für die Profilservicekomponente hinterlegt sind. Für die folgende Analyse erfolgt daher keine Bandbreitenabschätzung der zusätzlichen Nettoförderkosten. Entsprechend Tabelle 6-13 belaufen sich die zusätzlichen Nettoförderkosten, welche bereits um die verminderten Aufwendungen für den Profilservice und die Handelsanbindung bereinigt sind, in 2015 auf 1,6 Mrd. €<sub>2010</sub> und in 2020 auf 2,2 Mrd. €<sub>2010</sub>. Somit liegen die zusätzlichen Nettoförderkosten im Vergleich zum Marktprämienmodell bei separater Umsetzung moderat höher.

**TABELLE 6-13: ZUSÄTZLICHE NETTOFÖRDERKOSTEN BEI PARALLELER UMSETZUNG DES MARKTPRÄMIENMODELLS UND DES KOMBIKRAFTWERKSbonus IM VERGLEICH ZUM DERZEIT BESTEHENDEN EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)**

	2015	2020
	Mio. € <sub>2010</sub>	
	<b>Ausgleichsenergiekosten auf Basis empirischer Abschätzung</b>	
zusätzliche Nettoförderkosten	2.249	3.129
verminderte Aufwendungen für Ausgleichsenergie	-248	-483
verminderte Aufwendungen für Handelsanbindung	-377	-444
<b>bereinigte zusätzliche Nettoförderkosten</b>	<b>1.624</b>	<b>2.202</b>

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

#### 6.4.3 Quantifizierung des zusätzlichen Nutzens

Analog zur Analyse des Marktprämienmodells und des Kombikraftwerksbonus ergibt sich der zusätzliche Nutzen der Modelle im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem aus der bedarfsgerechteren Einspeisung. Wie Tabelle 6-14 zeigt, liegt die durchschnittliche stündliche Verlagerung der Einspeisung in einer ähnlichen Größenordnung wie beim Marktprämienmodell. Dies liegt daran, dass im Laufe der Betrachtungsperiode das größte Potenzial der Einspeiseverlagerung durch Bioenergieanlagen ohne Möglichkeit der Gas- oder Wärmespeicherung besteht. Da diese Anlagen auch bei paralleler Umsetzung ins

Marktprämienmodell wechseln, erfolgt auf Basis dieser Technologien auch hier die größte Einspeiseverlagerung. In 2020 werden in den 10% der Stunden mit den höchsten Strompreisen rund 1,9 GW mehr EEG-Strom eingespeist als im Festpreisvergütungssystem. In den 10 % der Stunden mit den niedrigsten Strompreisen werden dementsgegen rund 2,4 GW weniger EEG-Strom eingespeist.

**TABELLE 6-14:** DURCHSCHNITTliche STÜNDliche EINSPEISEVERLAGERUNG BEI PARALLELER UMSETZUNG DES MARKTPRÄMIENMODELLS UND DES KOMBIKRAFTWERKSBONUS GEGENÜBER DEM DERZEIT BESTEHENDEN EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)

	Quantilsrang	durchschnittliche stündliche Einspeiseverlagerung bei paralleler Umsetzung der Modelle gegenüber der Festpreisvergütung in MW					
		Biomasse	Wasser- kraft	Gase	Biomasse	Wasser- kraft	Gase
		2015			2020		
hoher Strompreis	1,0	1.131	128	3	1.603	222	25
.	0,9	1.009	92	2	1.510	199	24
.	0,8	1.112	119	3	1.031	181	23
.	0,7	714	88	2	948	99	20
.	0,6	523	70	2	507	64	14
.	0,5	306	-21	-1	92	-38	-5
.	0,4	-9	-45	-1	9	-79	-17
.	0,3	-582	-82	-2	-439	-134	-23
niedriger Strompreis	0,2	-1.486	-115	-3	-1.292	-207	-29
	0,1	-2.131	-183	-4	-2.125	-259	-31

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Der zusätzliche monetäre Nutzen für das konventionelle Erzeugungssystem durch diese Einspeiseverlagerung ist in Tabelle 6-15 aufgezeigt. Insgesamt belaufen sich die Einsparungen im konventionellen Erzeugungssystem auf 440 Mio. €<sub>2010</sub> in 2015 und 679 Mio. €<sub>2010</sub> in 2020. Aufgrund der großen Inanspruchnahmepotenziale des Marktprämienmodells liegt auch dieses Ergebnis in einer ähnlichen Größenordnung wie im Fall des Marktprämienmodells bei separater Umsetzung.

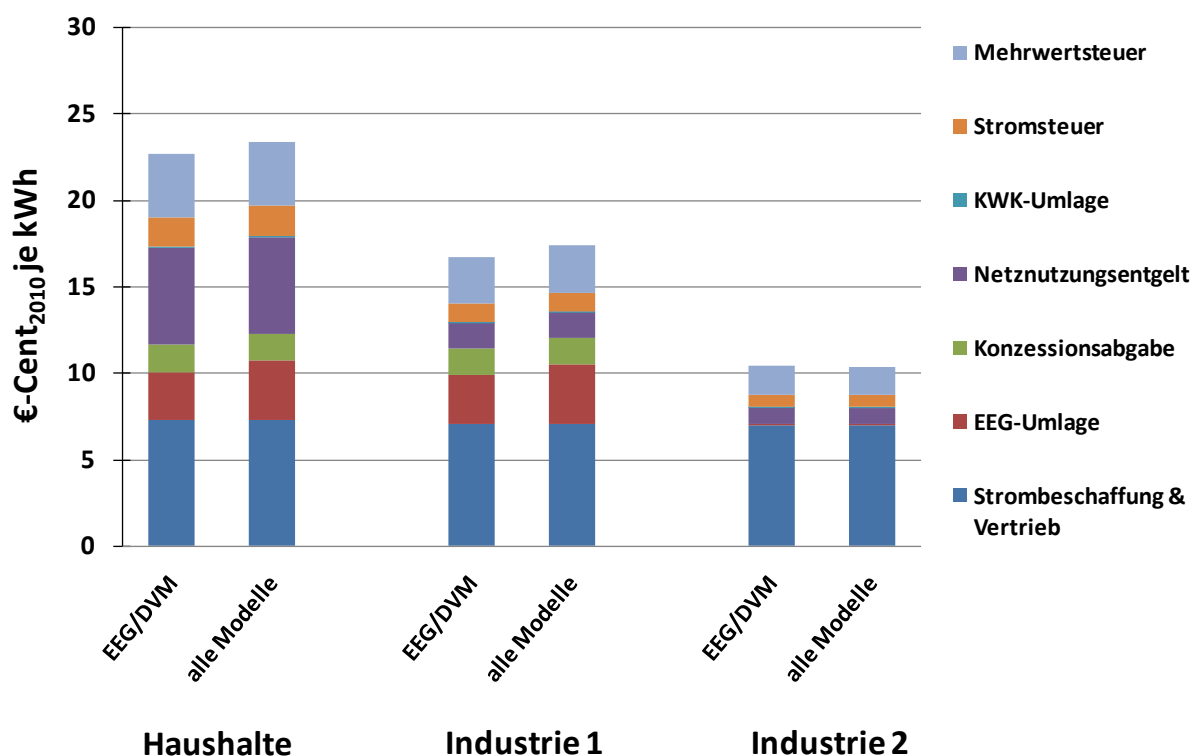
**TABELLE 6-15:** ZUSÄTZLICHER MONETÄRE NUTZEN BEI PARALLELER UMSETZUNG DES MARKTPRÄMIENMODELLS UND DES KOMBIKRAFTWERKSBONUS IM VERGLEICH ZUM DERZEIT BESTEHENDEN EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)

	2015	2020
	Mio. € <sub>2010</sub>	
Kosteneinsparungen im konventionellen Stromerzeugungssystem	440	679

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Bei Betrachtung der in Abbildung 6-4 dargestellten Strompreise in 2020 für verschiedene Endverbrauchergruppen zeigt sich folglich ein sehr ähnliches Bild zum Fall des Marktprämienmodells bei separater Umsetzung. Sowohl für Haushalte als auch für nicht privilegierte Industriekunden (Industrie 1) steigt der Strompreis aufgrund der höheren Förderkosten und damit auch der EEG-Umlage um bis zu 4% im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem an. Für privilegierte Industriekunden (Industrie 2) ändert sich der Strompreis hingegen nicht, da der Großhandelsmarktpreis für Strom im Jahresmittel nahezu unverändert bleibt.

**ABBILDUNG 6-4: VERGLEICH DER STROMPREISE ZWISCHEN PARALLELER UMSETZUNG DES MARKTPRÄMIENMODELLS/KOMBIKRAFTWERKSbonus UND DEM DERZEITIGEN EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION) IN 2020**



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

## 6.5 Zusammenfassende Bewertung des Marktprämienmodells und des Kombikraftwerksbonus

In den vorangegangenen Abschnitten wurden die beiden Modelle der Marktprämie und des Kombikraftwerksbonus detailliert analysiert. In diesem Abschnitt werden die Untersuchungsaspekte nochmals zusammengefasst und eine abschließende Bewertung der Modelle vorgenommen. Tabelle 6-16 zeigt die im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem positiven und negativen Aspekte der beiden Modelle auf. Dabei werden die EE-Technologien in dargebotsabhängige und steuerbare Technologien unterteilt. Die dargebotsabhängigen EE-Technologien zzgl. Geothermie können in beiden Modellen keinen bzw. keinen nennenswerten Beitrag zur bedarfsgerechten Einspeisung in Form eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage

leisten. Lediglich bei negativen Strompreisen hätten diese Technologien einen Anreiz, ihre Anlage abzuschalten. Zu diesen Zeitpunkten sollten jedoch zunächst diejenigen EEG-Anlagen abgeschaltet werden, welche variable Kosten bspw. in Form von Brennstoffkosten haben. Da jedoch davon auszugehen ist, dass die Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen im Laufe der Betrachtungsperiode bis 2020 auf Basis eines sich an die erhöhte EE-Einspeisung anpassenden thermischen Erzeugungssystems nicht wesentlich ansteigen wird, wird dieser Vorteil insgesamt als unwesentlich eingeschätzt.<sup>84</sup> Steuerbare EE-Technologien wie Biomasse, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Laufwasserkraft mit Schwellbetrieb haben grundsätzlich in beiden Modellen einen Anreiz zur Einspeiseverlagerung. Im Marktprämienmodell wird als Bedarfssignal der stündliche Strompreis angesetzt, was zur Beanreizung der Bedarfsgerechtigkeit das sinnvolle Signal ist. Dahingegen wird im Kombikraftwerksbonus die residuale Last als Bedarfssignal herangezogen, welche jedoch wichtige Bestandteile der Stromnachfrage – wie bspw. Importe und Exporte sowie Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken – vernachlässigt und somit als Bedarfssignal schlechter geeignet ist. Zudem werden aufgrund der ausschließlichen Förderung von EE-Technologien mit Speichermöglichkeit im Kombikraftwerksbonus nicht alle EEG-Anlagen angereizt, die grundsätzlich bedarfsgerecht einspeisen könnten. Insgesamt weist das Marktprämienmodell hinsichtlich der bedarfsgerechten Einspeisung somit Vorteile gegenüber dem Kombikraftwerksbonus und zeigt für steuerbare EE-Technologien auch deutliche Vorteile gegenüber dem bisherigen Festpreisvergütungssystem.

Bzgl. der Vermeidung von Netzengpässen sind von beiden Modellen keine wesentlichen positiven Effekte zu erwarten.<sup>85</sup> Das in der Verordnungsermächtigung definierte Ziel der Teilnahme von EEG-Anlagen am Regelenergiemarkt wird in beiden Modellen nicht näher betrachtet und wird daher im Rahmen der Analyse der beiden Modelle nicht berücksichtigt. Das Marktprämienmodell weist allerdings auf Basis seiner grundlegenden Ausrichtung an den wettbewerblichen Strommärkten diesbezügliche Vorteile in der Umsetzung auf.

Ein bedeutender Vorteil des Marktprämienmodells gegenüber dem derzeitigen System und auch gegenüber dem Kombikraftwerksbonus liegt in der Heranführung der EEG-Anlagen an den Wettbewerbsmarkt. Im Marktprämienmodell sind die EE-Betreiber dazu verpflichtet, ihren Strom selbständig am Strommarkt zu veräußern und sind somit sowohl für den Ausgleich von prognostizierter und realisierter Einspeisung als auch für die Vermarktung selbst verantwortlich. Inwieweit eine daraus resultierende eigene Einspeiseprognose und eine dezentrale Ausregelung der Bilanzkreisabweichungen im Vergleich zum derzeitigen System zu Kosteneinsparungen im Erzeugungssystem führen würde, ist jedoch nicht eindeutig quantifizierbar. Insgesamt werden jedoch die EEG-Anlagen an den Markt herangeführt und

---

<sup>84</sup> Die Häufigkeit negativer Strompreise in der Zukunft ist nicht eindeutig abzuschätzen. Einerseits steigt die Wahrscheinlichkeit negativer Strompreise mit zunehmender volatiler EE-Einspeisung an. Andererseits wird sich der Kraftwerkspark an die zunehmende volatile Einspeisung der Windenergie anpassen und flexible Kraftwerke zubauen, womit sich die Häufigkeit von negativen Strompreisen tendenziell verringern wird.

<sup>85</sup> Es ist allerdings zu betonen, dass eine Umsetzung der Verordnungsermächtigung auf gezielte Vermeidung von Netzengpässen oder gar Verringerung von Netzausbaubedarf nach unserer Ansicht in geeigneter Weise weder gezielt möglich noch unter Berücksichtigung von Effizienzgesichtspunkten empfehlenswert ist.

bereits mit den Aufgaben des Wettbewerbs vertraut. Im Sinne einer langfristigen Heranführung der EE-Technologien an den wettbewerblichen Strommarkt unter Verzicht einer zusätzlichen Förderung erscheint das Marktprämienmodell diesbezügliche Vorteile aufzuweisen. Da der Kombikraftwerksbonus auf das bestehende Festpreisvergütungssystem aufsetzt, werden die EE-Betreiber in diesem Modell nicht an den Wettbewerbsmarkt herangeführt.

**TABELLE 6-16: ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG DES MARKTPRÄMIENMODELLS UND DES KOMBIKRAFTWERKSbonus**

Fördermodell	EE-Technologie	Bedarfsgerechte Einspeisung			Heranführung an Wettbewerbsmarkt	Mitnahmeeffekte
		Ausgleich von Angebot und Nachfrage	Vermeidung von Netzengpässen	Bereitstellung von Regelleistung		
Marktprämienmodell	dargebotsabhängige EE	O/+	O/+	Regelungen derzeit in EEG nicht vorgesehen	++	--
	steuerbare EE	++				
Kombikraftwerksbonus	dargebotsabhängige EE	O	O/+	Regelungen derzeit in EEG nicht vorgesehen	O	-
	steuerbare EE	+				
O keine Veränderung ggü. Festpreisvergütung + Verbesserung ggü. Festpreisvergütung – Verschlechterung ggü. Festpreisvergütung						

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Die Implementierung eines weiteren optionalen Fördersystems mit dem Ziel, dass möglichst viele EEG-Anlagen die Option wahrnehmen, ist per Definitionem mit höheren Nettoförderkosten verbunden, da die EE-Betreiber nur dann wechseln, wenn sie höhere Erlöse erzielen können. Für die EE-Betreiber ergeben sich zum einen im Vergleich zur Festpreisvergütung höhere Erlöse durch die gleitende Marktprämie, welche für jede EE-Technologie einen bestimmten Profilkfaktor unterstellt. Dieser ist so festgelegt, dass es für die meisten EE-Technologien attraktiv ist, ins Marktprämienmodell zu wechseln. Die damit verbundenen zusätzlichen Förderkosten liegen in 2020 bei rund 1,2 Mrd. €<sub>2010</sub>. Zusätzlich erhält der EE-Betreiber im Marktprämienmodell eine Profilservicekomponente zur Deckung seiner Ausgleichsenergiekosten. Die Höhe der gewährten Förderkomponente wird jedoch als deutlich zu hoch eingeschätzt. Nach eigenen Abschätzungen auf Basis empirischer Daten liegen die Ausgleichsenergiekosten für EEG-Anlagenbetreiber im Jahr 2020 rund 800 Mio. €<sub>2010</sub> niedriger im Vergleich zur gewährten Profilservicekomponente. Eine abschließende eindeutige Bezifferung der tatsächlich anfallenden Ausgleichsenergiekosten ist an dieser Stelle jedoch nicht möglich. Als dritte Förderkomponente erhält der EE-Betreiber im Marktprämienmodell eine Prämie für die Handelsanbindung. Durch diese sollen seine zusätzlich auftretenden Kosten für die Erstellung der eigenen Einspeiseprognose sowie den Handelszugang gedeckt werden. Die Höhe der in der Realität anfallenden Kosten dürfte eher unterhalb dieser Prämie liegen.

Insbesondere die Möglichkeit von Vermarktungsgemeinschaften, welche voraussichtlich vielfach genutzt würde, würde diesbezügliche Kosten nochmals verringern. Es zeigt sich, dass die vorgeschlagene Parametrierung des Marktprämienmodells zu deutlichen Mitnahmeeffekten führen würde. Beim Kombikraftwerksbonus werden ebenfalls Mitnahmeeffekte generiert, welche jedoch im Vergleich zur vorgeschlagenen Parametrierung des Marktprämienmodells niedriger liegen.

Insgesamt hat die Analyse der beiden Modelle gezeigt, dass der im Vergleich zum derzeitigen System größere zusätzliche Nutzen durch das Marktprämienmodell bestehen würde. Daher ist das Marktprämienmodell bzgl. seiner Effizienz steigernden Rückwirkungen auf das konventionelle Erzeugungssystem gegenüber dem Kombikraftwerksbonus eindeutig zu präferieren. Allerdings führt die vorgeschlagene Parametrierung des Marktprämienmodells zu Mehrkosten in Höhe von 2,1 Mrd. €<sub>2010</sub> in 2020 bei gleichzeitigen Kosteneinsparungen im konventionellen Erzeugungssystem von lediglich 0,7 Mrd. €<sub>2010</sub>. Diese zusätzlichen Kosten sind im Hinblick auf den zu erwartenden Nutzen des Modells nicht zu rechtfertigen. Dies ist jedoch nicht dem Modell an sich anzulasten, sondern ist im Wesentlichen das Resultat einer unvorteilhaften Ausgestaltung bzw. Parametrierung.

Der Kombikraftwerksbonus kann keinen nennenswerten Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien leisten. Der Anreiz zum Zubau von Wärme- und/oder Gasspeichern bei Bioenergieanlagen als eines der wesentlichsten Effekte ist im Marktprämienmodell ebenfalls gegeben, jedoch mit deutlich geringerem Implementierungsaufwand. Einer der wesentlichen Nachteile gegenüber dem Marktprämienmodell ist, dass die EEG-Anlagen nicht an den Wettbewerbsmarkt herangeführt werden. Außerdem setzt es die falschen Signale bzgl. einer Förderung dezentraler Speichertechnologien. Um die volatile Einspeisung aus erneuerbaren Energien bestmöglich und vollständig in das bestehende Erzeugungssystem zu integrieren, ist das Speichern von kurzfristigen Stromüberschüssen eine zentrale Herausforderung. Hierbei ist allerdings darauf zu achten, dass das Synergiepotenzial der Stromspeicherung in Form des Ausnutzens von stochastischen Ausgleichseffekten möglichst vollständig ausgeschöpft wird. Eine dezentral gesteuerte Ausregelung einzelner EEG-Anlagen mit dezentralen Speichern (insb. Stromspeichern) nutzt dieses Synergiepotenzial nicht vollständig aus und ist daher prinzipiell ineffizient. Eine zentrale Steuerung von dezentralen Speicher- und EEG-Anlagen, wie sie in „E-Energy“-Konzepten vorgesehen sind, weisen deutliche Effizienzvorteile auf, da größere Anlagenkollektive zusammengefasst und gesamtheitlich optimiert werden können. Ebenfalls von großer Bedeutung sind die weitere Nutzung und der weitere Ausbau konventioneller Speichertechnologien in Kombination mit einer zielführenden Anpassung der Übertragungs- und Verteilnetzinfrastuktur.

## **7 Verbesserungsvorschläge und alternative Lösungsansätze für die Markt- und Netzintegration**

Die Analyse hat gezeigt, dass die das Modell des Kombikraftwerksbonus unter der Annahme der vorgeschlagenen Ausgestaltung und Parametrierung lediglich ein geringes Potential zur verbesserten Markt- und Netzintegration der EE zu heben vermag. Beim Marktprämienmodell zeigte die Analyse insbesondere, dass nutzenseitig positive nennenswerte Integrationseffekte insbesondere für Bioenergieanlagen und Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb bestehen, Allerdings führt die vorgeschlagene Ausgestaltung und Parametrierung des Modells auch zu deutlichen Mitnahmeeffekten für dargebotsabhängige EEG-Anlagen bspw. auf Basis von Windenergie und Fotovoltaik. Diese Mitnahmeeffekte sind maßgeblich für die hohen Zusatzkostenbelastungen für die Endverbraucher im Rahmen des Marktprämienmodells und damit für die negative Bewertung verantwortlich. Im Rahmen dieses Abschnitts wird daher überprüft, inwieweit eine alternative Ausgestaltung des Marktprämienmodells ohne nennenswerte Einbußen bei der Nutzenbetrachtung die Zusatzkosten in Form von Mitnahmeeffekten reduzieren könnte. Zudem werden alternative Lösungsansätze zur verbesserten Markt- und Netzintegration der Erneuerbaren Energien außerhalb der diskutierten Modelle analysiert, die insbesondere auf das in der Verordnungsermächtigung explizit genannte Ziel einer Teilnahme der Erneuerbaren Energien am Regelenergiemarkt darstellen. Dieser Aspekt erscheint insbesondere vor dem Hintergrund als wichtig, dass in diesem Bereich auch die dargebotsabhängigen EE-Technologien einen positiven Integrationsnutzen aufweisen können, ohne dass sie explizit bedarfsgerecht im Sinne einer auf Basis von Strompreissignalen getriebenen Energieerzeugung betrieben werden. Unter Berücksichtigung der Fragestellung dieser Studie wird dabei wiederum auf den Beitrag der Erneuerbaren Energien selbst abgezielt.

### **7.1 Verbesserungsvorschläge im Rahmen der diskutierten Modelle**

Alternative Überlegungen zur Ausgestaltung und Parametrierung des Marktprämienmodells und des Kombikraftwerksbonus sind lediglich für den Fall zielführend, dass somit entweder der zusätzliche Nutzen erhöht werden kann oder die zusätzlichen Kosten verringert werden können.

#### **7.1.1 Kombikraftwerksbonus**

Im Fall des Kombikraftwerksbonus konnte gezeigt werden, dass sowohl der Nutzen als auch die Kosten relativ gering sind. Eine Nutzensteigerung im Rahmen des Kombikraftwerksbonus könnte ggf. erreicht werden, wenn zum einen bspw. der Strompreis als Bedarfssignal verwendet wird und zum anderen auch Biomassetechnologien ohne Speichermöglichkeit gefördert werden würden. Selbst wenn diese Anpassungen erfolgen würden, wäre das Marktprämienmodell aufgrund der eigenen Vermarktung des EEG-Stroms bzw. der Heranführung an den



Wettbewerbsmarkt dem Kombikraftwerksbonus nutzenseitig überlegen. Zudem würden auch die Förderkosten des Kombikraftwerksbonus bei Hinzufügen weiterer EEG-Anlagen ansteigen.

### 7.1.2 Marktprämienmodell

Beim Marktprämienmodell konnte hingegen gezeigt werden, dass die im Vergleich zur Festpreisvergütung bedarfsgerechtere Einspeisung grundsätzlich einen nennenswerten positiven Nutzen für das konventionelle Erzeugungssystem hat. Das Problem dieses Modellvorschlags liegt im Wesentlichen an den damit verbundenen hohen zusätzlichen Förderkosten. Somit stellt sich die Frage, ob sich durch eine alternative Ausgestaltung die Kosten der Förderung verringern lassen. Dies kann gelingen, wenn die aufgezeigten Mitnahmeeffekte verringert werden. Der folgende Vorschlag zeigt Möglichkeiten auf, wie die Förderkosten des Marktprämienmodells reduziert werden könnten, ohne den Nutzen des Modells wesentlich zu reduzieren. Dies umfasst zwei Stufen:

- (1) Beschränkung auf EEG-Anlagen mit disponibler Erzeugung, um den Nutzen durch bedarfsgerechte Einspeisung zu erzielen und gleichzeitig die Mitnahmeeffekte bei dargebotsabhängigen Anlagen zu verhindern;
- (2) Ggf. Einbeziehung auch dargebotsabhängiger EEG-Anlagen, jedoch Anpassung der Parametrierung so, dass zwar die dynamischen Effizienzgewinne durch Fahrplantreue und optimierte Anlagenauslegung lukriert werden, Mitnahmeeffekte jedoch minimiert werden.

Dabei ist, wie im Weiteren gezeigt wird, der erste Schritt relativ einfach auszugestalten, während beim zweiten Schritt die Sicherstellung der Balance zwischen Beanreizung zur Teilnahme und Vermeidung von Mitnahmeeffekten eine erhebliche Herausforderung darstellt. Eine Prüfung, ob die erforderliche Regulierungstiefe aufgrund der Komplexität eine Umsetzung der zweiten Stufe empfehlenswert erscheinen lässt, kann lediglich auf Basis eines konkreten Vorschlags bewertet werden. Die vorliegende Analyse beschränkt sich daher darauf, mögliche Ansätze zu alternativen Ausgestaltungsmöglichkeiten des Marktprämienmodells für dargebotsabhängige Technologien in einzelnen Bereichen darzustellen.

#### Schritt 1: Beschränkung auf disponible EEG-Anlagen

Es wird vorgeschlagen, zunächst lediglich diejenigen EE-Technologien, welche einen maßgeblichen Beitrag zur Bedarfsgerechtigkeit leisten können, ins Marktprämienmodell aufzunehmen. Dazu gehören im Wesentlichen Bioenergieanlagen sowie Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen, welche nicht wärmegeführt betrieben werden. Zu dieser Gruppe zählen außerdem Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb. Für diese Anlagen wird im Vorschlag des Marktprämienmodells zur Bestimmung der gleitenden Marktprämie ein Profilkoeffizient von 100 % angesetzt. Wenn diese Anlagen durch die Einspeiseverlagerung einen höheren tatsächlichen Profilkoeffizient generieren, so können sie ihre Erlöse im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem erhöhen und hätten somit einen Anreiz, ins Marktprämienmodell zu wechseln. Die gleitende Marktprämie ist die einzige Vergütungskomponente in diesem Vorschlag. Somit müssten über diese Zusatzerlöse auch die weiteren Vermarktungskosten finanziert werden. Wie bereits in der vorangegangenen Analyse erläutert, kann davon ausgegangen werden, dass für diese EE-

Technologien keine nennenswerten Kosten für den Profilservice anfallen. Daher fallen dem EE-Betreiber im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem lediglich Kosten für den Handelszugang sowie für die Erstellung einer Einspeiseprognose an. Um einen Anreiz zum Wechsel ins Marktprämienmodell zu haben, müssten diese Kosten über den genannten Zusatzerlös gedeckt werden.

Im Folgenden wird analog zur vorangegangenen Analyse eine Kosten-/Nutzenanalyse für diesen Modellvorschlag erarbeitet. Tabelle 7-1 zeigt, dass in 2020 aufgrund der restringierten Teilnahmemöglichkeit lediglich rund 22 TWh EEG-Strom im Marktprämienmodell gefördert werden würden. Allerdings sind dies diejenigen EEG-Anlagen, welche bedarfsgerecht einspeisen können. Unter Berücksichtigung der unterstellten technischen und ökonomischen Annahmen der einzelnen EE-Technologien zeigt sich somit, dass die zusätzlichen Kosten für den Handelszugang und die Erstellung der Einspeiseprognose grundsätzlich durch die Erhöhung des Profilmultiplikators überkompensiert werden können, ohne dass weitere Prämien wie Profilservicekomponente und Handelsprämie in Anspruch genommen werden müssen. D. h., die angereizten EEG-Anlagen würden im Wesentlichen ins Marktprämienmodell optieren.

**TABELLE 7-1: INANSPRUCHNAHMEPOTENZIAL BEI MODIFIZIERTER AUSGESTALTUNG DES MARKTPRÄMIENMODELLS (BESCHRÄNKUNG AUF DISPONIBLE EEG-ANLAGEN)**

Jahr	System	Bio-	Wind	Wind	Foto-	Geo-	Wasser-	DKG-
		masse	Onshore	Offshore	voltaik	thermie	kraft	Gas
		Stromerzeugung in GWh						
2015	Festpreisvergütung	26.292	56.406	13.729	25.740	2.490	4.804	2.146
2015	Direktvermarktung	180	801	0	0	0	460	234
2015	Marktprämienmodell	16.540	0	0	0	0	2.159	50
2020	Festpreisvergütung	28.504	56.682	33.841	40.548	2.490	6.905	635
2020	Direktvermarktung	242	723	1.062	0	0	1.926	1.340
2020	Marktprämienmodell	19.657	0	0	0	0	2.644	282

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Tabelle 7-2 zeigt, dass trotz der geringeren Inanspruchnahme des modifizierten Marktprämienmodells durch EEG-Anlagen hinsichtlich des Vermarktungswerts des EEG-Stroms im Vergleich zum Fall, dass alle EEG-Anlagen ins Marktprämienmodell optieren können, keine Unterschiede bestehen. Die steuerbaren EE-Technologien können ihren Marktwert deutlich steigern. Durch die im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem verringerte EE-Einspeisung in Zeiten niedriger Strompreise und den damit verbundenen Strompreisanstieg erhöht sich auch der Vermarktungswert der dargebotsabhängigen EE-Technologien in diesen Stunden. Da in diesen Stunden die EE-Einspeisung tendenziell relativ hoch ist, überkompensiert dieser Effekt die Wertminderung in Zeiten hoher Strompreise.

**TABELLE 7-2: VERÄNDERUNG DES PROFILFAKTORS DER EE-TECHNOLOGIEN BEI MODIFIZIERTER AUSGESTALTUNG DES MARKTPRÄMIENMODELLS (BESCHRÄNKUNG AUF DISPONIBLE EEG-ANLAGEN) GEGENÜBER DERZEITIGEM EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)**

	2015	2020
	Veränderung des Profilkfaktors in %-Punkte	
Biomasse inkl. Dep.-, Klär- und Grubengas	11%	10%
Wind Onshore	0%	1%
Wind Offshore	1%	-1%
Fotovoltaik	1%	2%
Geothermie	0%	0%
Wasserkraft	6%	9%

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Betrachtet man die damit verbundenen zusätzlichen Nettoförderkosten im Vergleich zur bestehenden Festpreisvergütung, zeigt sich für 2015 eine Verringerung der Nettoförderkosten von rund 100 Mio. €<sub>2010</sub> und für 2020 eine Erhöhung um 70 Mio. €<sub>2010</sub>. Der sich hier zeigende umkehrende Trend ergibt sich auf Basis folgender Effekte:

- Durch die bedarfsgerechte Einspeisung im Marktprämienmodell erhöht sich der Bedarf an konventionellen Grundlastkraftwerken, da in Zeiten niedriger Strompreise weniger EE eingespeist wird. Dieses Bedarfssignal übersetzt sich bereits in 2015 in höhere Strompreise im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem. Die in 2015 getätigte Investition in mehr Grundlastkapazität wirkt sich mittel- bis langfristig jedoch wieder senkend auf den Strompreis aus, so dass in 2020 der Strompreis im Marktprämienmodell wieder niedriger liegt als im reinen Festpreisvergütungssystem. Ein höherer Strompreis führt generell zu einer Erhöhung des Vermarktungswerts des EEG-Stroms und somit zu einer Verringerung der Nettoförderkosten.
- Im Marktprämienmodell erhöht sich der Vermarktungswert der EEG-Anlagen im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem. Der höhere Vermarktungserlös für am Marktprämienmodell teilnehmende EEG-Anlagen verbleibt bei den EEG-Anlagenbetreibern und verändert somit die Nettoförderkosten nicht. Der höhere Vermarktungswert der in der Festpreisvergütung verbleibenden EEG-Anlagen vermindert hingegen die Nettoförderkosten, da der Übertragungsnetzbetreiber die Mehrerlöse im Rahmen der EEG-Umlage berücksichtigen muss.

Diese beiden Effekte führen schließlich dazu, dass die Nettoförderkosten in dem modifizierten Marktprämienmodell in 2015 im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem sogar niedriger liegen.

**TABELLE 7-3:** ZUSÄTZLICHE NETTOFÖRDERKOSTEN BEI MODIFIZIERTER AUSGESTALTUNG DES MARKTPRÄMIENMODELLS (BESCHRÄNKUNG AUF DISPONIBLE EEG-ANLAGEN) IM VERGLEICH ZUM DERZEIT BESTEHENDEN EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)

	2015	2020
	Mio. € <sub>2010</sub>	
zusätzliche Nettoförderkosten	-102	70

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Der zusätzliche monetäre Nutzen dieses modifizierten Marktprämienmodells resultiert wiederum aus der veränderten Einspeisestruktur der Erneuerbaren Energien. In Zeiten hoher Strompreise erzeugen die ins Marktprämienmodell wechselnden EEG-Anlagen im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem mehr und in Zeiten niedriger Strompreise weniger. Somit wird einerseits konventionelle Stromerzeugung mit hohen Brennstoffkosten eingespart und andererseits konventionelle Stromerzeugung mit niedrigen Brennstoffkosten erhöht. Im Saldo erfolgen somit Kosteneinsparungen im Erzeugungssystem. Diese Kosteneinsparungen im konventionellen System sind in Tabelle 7-4 dargestellt. Der zusätzliche Nutzen im Vergleich zum Festpreisvergütungssystem steigt demnach um 341 Mio. €<sub>2010</sub> in 2015 und erhöht sich bis 2020 auf 557 Mio. €<sub>2010</sub>.

**TABELLE 7-4:** ZUSÄTZLICHER MONETÄRE NUTZEN BEI MODIFIZIERTER AUSGESTALTUNG DES MARKTPRÄMIENMODELLS IM (BESCHRÄNKUNG AUF DISPONIBLE EEG-ANLAGEN) VERGLEICH ZUM DERZEIT BESTEHENDEN EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)

	2015	2020
	Mio. € <sub>2010</sub>	
Kosteneinsparungen im konventionellen Stromerzeugungssystem	341	557

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH.

Insgesamt zeigt sich, dass eine Modifizierung des Marktprämienmodells dahingehend, dass lediglich die grundsätzlich steuerbaren EE-Technologien mit dann verringerten Vergütungskomponenten ins Marktprämienmodell optieren können, die zusätzlichen Förderkosten massiv reduzieren kann. Da der im Rahmen dieser Studie quantifizierte Zusatznutzen auf einer bedarfsgerechten Einspeisung beruht, verändert sich dieser gegenüber dem Fall, dass alle EEG-Anlagen ins Marktprämienmodell wechseln können, lediglich geringfügig.

Ob die vorgeschlagene Parametrierung für alle steuerbaren EEG-Anlagen einen ausreichenden Anreiz setzt, ins Marktprämienmodell zu optieren, kann an dieser Stelle nicht eindeutig beantwortet werden. Dies hängt neben der Förderhöhe bspw. auch von der Risikobereitschaft der EEG-Anlagenbetreiber sowie der technischen Flexibilität der jeweiligen EEG-Anlage ab. Grundsätzlich konnte jedoch gezeigt werden, dass bei einer Modifizierung des Marktprämienmodells durchaus den im Rahmen der Verordnungsermächtigung gewünschten

Effekt der bedarfsgerechten Einspeisung (Ausgleich von Angebot und Nachfrage) zu ökonomisch vertretbaren Kosten erreicht werden kann.

### Schritt 2: Angepasste Parametrierung für dargebotsabhängige EEG-Anlagen

Der Vorschlag des modifizierten Marktprämienmodells berücksichtigt bisher lediglich die steuerbaren EE-Technologien. Dies liegt darin begründet, dass bei diesen Technologien der zusätzliche Nutzen eindeutig positiv und spezifisch relativ hoch ist. Wie im Rahmen der Untersuchungen gezeigt werden konnte, ist der modellbasiert quantifizierbare Nutzen einer Eigenvermarktung der dargebotsabhängigen EE-Technologien wie bspw. Windenergie und Fotovoltaik sehr gering bei entsprechend hohen zusätzlichen Fördersummen. Allerdings können im Rahmen des Marktprämienmodells zusätzliche positive Effekte erwartet werden, die nicht in die quantitative Kosten-Nutzen-Analyse Eingang fanden. Ein diesbezüglich wesentliches Argument, weshalb die dargebotsabhängigen EEG-Anlagen doch ins Marktprämienmodell integriert werden könnten, liegt in einer Heranführung dieser Technologien an den Wettbewerbsmarkt. Wie bereits in Abschnitt 6.2.2 erläutert, können sich durch die Eigenvermarktung von (dargebotsabhängigem) EEG-Strom ggf. Kosteneinsparungen bei der Vorhaltung von Regelleistung durch positive Anreize zu einer erhöhten Fahrplentreue ergeben. Darüber hinaus könnte bei der Auslegung von Neuanlagen ein Anreiz zu gleichmäßigerer Einspeisung (im Gegensatz zu reiner Maximierung der Energieausbeute) entstehen. Beides sind dynamische, mittelfristig wirksame Effekte. Damit dem hierdurch erzielbaren Zusatznutzen der Teilnahme der dargebotsabhängigen EE-Technologien am Marktprämienmodell keine hohen zusätzlichen Förderkosten durch Mitnahmeeffekte bei Bestandsanlagen gegenüberstehen, ist insbesondere für diese Technologien eine möglichst genaue Orientierung der Förderkomponenten an den tatsächlich anfallenden Kosten notwendig. Insbesondere müsste

- die Profilservicekomponente so justiert werden, dass sie nur dann einen Zusatzgewinn ermöglicht, wenn die Fahrplentreue gegenüber dem Status Quo (Bewirtschaftung der EEG-Bilanzkreise durch die ÜNB) verbessert wird;
- der Profilmultiplikator so justiert werden, dass er bei bestehenden dargebotsabhängigen EEG-Anlagen möglichst nah am tatsächlichen Einspeiseprofil liegt, so dass lediglich eine demgegenüber optimierte Auslegung von Neuanlagen zusätzliche Gewinne erlaubt.

So liegt zum einen die Herausforderung darin, die tatsächlich anfallenden Kosten für den Profilservice (Ausgleichsenergie) möglichst genau vorhersagen zu können und dementsprechend die Profilservicekomponente festzulegen. Wie bereits in Abschnitt 6.1.2 dargestellt, ist die Bestimmung der Ausgleichsenergiekosten der EEG-Anlagen einerseits auf Basis der fehlenden Datengrundlagen und andererseits auf Basis einer adäquaten Kostenkalkulationsmethode mit hohen Unsicherheiten verbunden. Alternativ zu solchen „Bottom up“-Ansätzen wäre allerdings theoretisch ein „Top down“-Ansatz denkbar. Dabei würde die Profilservicekomponente zunächst so festgelegt, dass selbst bei Teilnahme aller EEG-Anlagen und Ausbleiben der erhofften Effizienzeffekte die zusätzlichen Förderkosten einen gewissen, akzeptierten Rahmen nicht überschreiten. Durch Evaluierung der Teilnahmequote, z. B. in jährlichem Turnus, ließe sich ermitteln, ob diese Prämie von den Anlagenbetreibern (bzw. von

den Bilanzkreisverantwortlichen, die ihre Anlagen in ihre Vermarktung aufnahmen) als attraktiv eingestuft wird. Auf Basis der so gewonnen Erkenntnisse könnte die Profilservicekomponente ggf. zyklisch angepasst werden, um zwischen Teilnahmequote, Effizienzeffekten und Förderkosten eine Balance zu erreichen.

Eine Einschränkung der Mitnahmeeffekte ist ebenfalls hinsichtlich der Bestimmung der Handelsprämie schwierig, da EEG-Anlagenbetreiber voraussichtlich zunehmend Vermarktungsgemeinschaften bilden, um dadurch ihre Handelsanbindungskosten und Kosten für die Prognoseerstellung vermindern zu können. Um den dadurch erzielten volkswirtschaftlichen Nutzen zwischen EEG-Anlagenbetreibern und den Verbrauchern (als letztendliche Träger der Förderkosten) aufzuteilen, müsste auch hier eine zyklische Anpassung erfolgen. Die Schwierigkeit bestünde dabei darin, Mitnahmeeffekte zu verringern, ohne den Anreiz zur (weiteren) Teilnahme am Marktprämienmodell zu eliminieren.

Eine weitere Herausforderung liegt darin, dass der Profilmultiplikator der dargebotsabhängigen EE-Technologien so gesetzt wird, dass die EEG-Anlagen einerseits einen Anreiz haben, ins Marktprämienmodell zu optieren. Analog zu den bereits genannten Prämien sollten jedoch andererseits auch hier die Mitnahmeeffekte minimiert werden. Dies betrifft zwei Aspekte, nämlich die zeitliche Auflösung und die eigentliche Höhe des Profilmultiplikators.

Bezüglich der zeitlichen Auflösung besteht im bisherigen Modellvorschlag eine Inkonsistenz zwischen der Gültigkeit der Profilmultiplikatoren und der Wechseloption für Anlagenbetreiber. Die Profilmultiplikatoren sollen auf Jahresbasis festgelegt werden, während der Wechsel zwischen Marktprämienmodell und Festpreisvergütung monatlich möglich sein soll. Dies kann dahingehend ausgenutzt werden, dass nur in den Monaten ins Marktprämienmodell optiert wird, in denen die erwartete Einspeisecharakteristik der Anlagen (in Anbetracht üblicher Witterungsschwankungen im Jahresverlauf) günstig im Vergleich zum pauschalen Profilmultiplikator ist. Solchen Effekten kann und sollte entgegengewirkt werden, indem die zeitliche Auflösung der Profilmultiplikatoren und der Rhythmus der Wechseloption synchronisiert werden. Ob dabei die Wechseloption nur noch jährlich gewährt wird, die Profilmultiplikatoren auf Monatsbasis gebildet werden oder z. B. ein Quartalsrhythmus als Zwischenvariante gewählt wird, ist eine reine Praktikabilitätsfrage – die Synchronisierung selbst trägt jedoch entscheidend zur Reduktion von Mitnahmeeffekten bei.

Bezüglich der Höhe des Profilmultiplikators ist zunächst festzuhalten, dass im Prinzip jede einzelne EEG-Anlage eine individuelle Einspeisecharakteristik aufweist. Wenn nun der Profilmultiplikator einheitlich für jede EE-Technologie gesetzt wird, besteht folgendes Dilemma:

- Der Profilmultiplikator könnte z. B. so gesetzt werden, dass er für alle Anlagen attraktiv ist. Aufgrund der Bandbreite der tatsächlichen Einspeisecharakteristika würden dann alle Anlagen eine in mehr oder weniger starkem Maße bessere Wertigkeit des von ihnen eingespeisten Stroms erzielen als durch den Profilmultiplikator angesetzt. Hierdurch entstünden hohe Mitnahmeeffekte. Dies wäre bspw. beim derzeit diskutierten Modellvorschlag des Fraunhofer ISI der Fall.
- Um die Mitnahmeeffekte zu reduzieren, könnte der Profilmultiplikator höher angesetzt werden, z. B. auf die Höhe des mittleren Profilmultiplikators dieser EE-Technologie. Somit würden

jedoch diejenigen EEG-Anlagen, deren tatsächlicher Profilmfaktor niedriger liegt als der im Rahmen der gleitenden Prämie gewährte, nicht ins Marktprämienmodell wechseln. Dies würde wiederum den Nutzen der dargebotsabhängigen EE-Technologien im Marktprämienmodell einschränken.

Als weitere Möglichkeit ist vorstellbar, dass der Profilmfaktor für jede EEG-Anlage individuell auf Basis ihres tatsächlichen Einspeiseprofiles (bspw. aus dem Vorjahr) festgelegt wird. In diesem Fall hat der EEG-Anlagenbetreiber jedoch keinen Anreiz, seinen Vermarktungswert bzw. seinen Profilmfaktor bspw. durch Veränderung der Leistungskennlinie der Windenergieanlage zu erhöhen. Außerdem ist die Bestimmung eines anlagenspezifischen Profilmfaktors mit erheblichem turnusmäßigem Aufwand verbunden.

Eine Lösung könnte darin bestehen, den Profilmfaktor anhand eines oder weniger relevanter Merkmale zu differenzieren. Diese Merkmale sowie die „Umrechnungsfunktion“ auf Profilmfaktoren würden in einer Vorabanalyse generell bestimmt. Ziel sollte dabei sein, dass für bestehende Anlagen die auf diese Weise ermittelten Profilmfaktoren eine gute Annäherung an die tatsächlichen Einspeiseprofile erzielen. Verbleibende Abweichungen würden zu begrenzten Mitnahmeeffekten führen. Der Vorteil wäre jedoch, dass Neuanlagen die extern bestimmten Profilmfaktoren je nach Auslegung übertreffen können, um so Gewinne zu erzielen, weil ihr Einspeiseprofil markt- und netzkonformer ist.

Insgesamt zeigt sich, dass eine Berücksichtigung auch dargebotsabhängiger EEG-Anlagen im Marktprämienmodell mit einem zusätzlichen Nutzen verbunden sein würde. Da der spezifische Nutzen im Vergleich zu steuerbaren EEG-Anlagen jedoch vermutlich niedriger ausfällt, ist es notwendig, die Mitnahmeeffekte und somit die zusätzlichen Förderkosten zu minimieren, ohne jedoch die Teilnahme gänzlich unattraktiv zu machen. Dies bringt, wie oben beschrieben, erhebliche konzeptionelle Herausforderungen mit sich. Die oben dargestellten Möglichkeiten für alternative Ausgestaltungen der Profilservicekomponente und des Profilmfaktors können ggf. grundsätzlich zu einer effektiven und effizienten Lösung führen. Allerdings sind weitergehende Detailuntersuchungen erforderlich. Insbesondere ist dann zu prüfen, ob die zur Sicherstellung der o. g. Ausgewogenheit erforderliche Komplexität noch mit angemessener Regulierungstiefe zu erreichen ist. Erst auf Basis dieser Abwägung kann entschieden werden, ob eine Umsetzung der zweiten Stufe empfehlenswert ist.

Da es bei disponiblen Anlagen deutlich leichter erscheint, den Nutzen des Marktprämienmodells bei gleichzeitig geringen Mitnahmeeffekten zu gewährleisten, sollte erwogen werden, die Einführung des modifizierten Marktprämienmodells für disponible Anlagen gem. Schritt 1 (s. o.) von einer ggf. späteren Ausweitung auf dargebotsabhängige Anlagen zu entkoppeln.

## **7.2 EEG-Anlagen und Bereitstellung von Systemdienstleistungen**

Wie die bisherige Analyse gezeigt hat, ist die bedarfsgerechte Einspeisung im Sinne einer an der Struktur des Strompreisverlaufes orientierten Energieerzeugung durch Erneuerbare Energien im Wesentlichen lediglich für regelbare EEG-Anlagen technisch machbar und ökonomisch erstrebenswert. Diese Form der Bedarfsgerechtigkeit, welche sich lediglich an der

Stromerzeugung orientiert, greift allerdings aus energiewirtschaftlicher Perspektive zu kurz. Neben der eigentlichen Deckung der Energienachfrage erfordert ein zuverlässig funktionierendes Stromversorgungssystem auch eine in ausreichender Form und Höhe bereitgestellte Leistung von Erzeugungsanlagen. Diese Leistung wird primär nicht zur Stromerzeugung genutzt, sondern wird durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgehalten, um unvorhersehbare und kurzzeitig zufällig auftretende Ereignisse ausgleichen zu können. Diese Leistung wird in Deutschland auf dem sog. Regelenergiemarkt in Form von jährlichen, monatlichen und täglichen Auktionen gehandelt. Diese weitere Dimension der Bedarfsgerechtigkeit wird im Rahmen der Verordnungsermächtigung des EEG durch die explizite Forderung aufgegriffen, dass Technologien zur Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien einen (eigenen) Beitrag zur Erbringung von Systemdienstleistungen leisten sollen.

Sowohl die Vorschläge zum Marktprämienmodell als auch dem Kombi-Kraftwerksbonusmodell äußern sich nicht explizit zu dieser Form der Bedarfsgerechtigkeit. Implizit kann davon ausgegangen werden, dass im Rahmen des Marktprämienmodells bzw. einer Direktvermarktung Vorteile gegenüber dem K-Bonusmodell bzw. der Festpreisvergütung bestehen. Es ist davon auszugehen, dass eine eigenvermarktete EEG-Anlage durch ihren Betreiber alle Potentiale der Erlösoptimierung erschließen wird und dadurch im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten und der durch Marktregeln gesetzten Randbedingungen auf den Märkten für Systemdienstleistungen auftreten wird.

Dieser Abschnitt greift die Forderung der Verordnungsermächtigung EEG nochmals auf, dass sich EEG-Anlagen neben der Stromerzeugung auch an den Märkten für Systemdienstleistungen beteiligen auf. Dabei wurde bereits in Kapitel 4 dieser Studie das Potential der EE-Anlagen hinsichtlich ihrer Fähigkeit, Systemdienstleistungen anbieten zu können, untersucht. Im Wesentlichen sind zwei Punkte diskutiert worden:

- Erbringung von lokalen Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien: Es wurde dargelegt, dass sowohl bzgl. der Erbringung von Blindleistung als auch von Kurzschlussstrom lediglich geringe Potenziale für EE-Technologien bestehen, da diese Anlagen häufig nicht an der geforderten Netzebene angeschlossen sind. Eine forcierte Teilnahme der EE an diesen Systemdienstleistungen wird daher lediglich im bestehenden Rahmen des EEG gefordert (bspw. Systemdienstleistungsbonus für Windenergie gemäß §29 EEG). Eine weitere Diskussion erfolgt an dieser Stelle nicht.
- Erbringung von Regelleistung durch Erneuerbare Energien: Es wurde erläutert, dass bei den meisten EE-Technologien das grundsätzliche Potenzial besteht, Regelleistung anzubieten.

Im Rahmen dieses Abschnitts wird die Möglichkeit der Erbringung von Regelleistung durch Erneuerbare Energien diskutiert. Dabei geht es nicht um die Vor- und Nachteile der Bereitstellung von Regelleistung zwischen den diskutierten Modellen, sondern welche Wege im bestehenden Rechtsrahmen bestehen, um diese Integrationspotential kosteneffizient im System zu nutzen.

Für die weitere Analyse muss an dieser Stelle eine weitere Abgrenzung des Begriffs Regelleistungsmärkte vorgenommen werden. Grundsätzlich existieren in Deutschland drei



Arten von Regelleistungsmärkten (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve). Im Rahmen der Diskussion um einen Beitrag der EE-Technologien zur Erbringung von Regelleistung wird an dieser Stelle jedoch lediglich auf die Minutenreserve als das Produkt mit den geringsten technischen Anforderungen eingegangen. Für Minutenreserve wird von den Anbietern erwartet, dass sie ihre angebotene Leistung innerhalb von 15 Minuten nach Abruf dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen können. Primär- und Sekundärreserve erfordern eine Reaktionszeit im Sekunden- und Minutenbereich. Es wird in einem ersten Schritt davon ausgegangen, dass diese Produkte nicht durch EE-Anlagen bereitgestellt werden können.

### Problemstellung

Durch eine zunehmende fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in Kombination mit einer durch die Finanz- und Wirtschaftskrise bedingten Reduktion der Nachfrage kam es im Jahr 2009 vermehrt zu Situationen am Strommarkt, in denen kurzzeitig „zu viel“ thermische Erzeugung am Netz synchronisiert war, so dass in Extremfällen die Strompreise auf Null sanken bzw. sogar negative Werte annahmen. In diesen Situationen waren einzelne Kraftwerksbetreiber bereit, für das Nicht-Herunterfahren ihrer Erzeugungseinheiten am Strommarkt Geld zu bezahlen bzw. einen kurzfristigen Verlust in Kauf zu nehmen.

Dass ein Kraftwerksbetreiber am Großhandelsmarkt kurzzeitig einen Verlust in Kauf nimmt, hat im Wesentlichen zwei Gründe:

- Ein kurzzeitiges Herunterfahren und Wiederhochfahren eines Kraftwerks bzw. das Einhalten notwendiger Auskühlungszeiten wäre insgesamt teurer als die kurzzeitigen Verluste durch geringe bzw. negative Strompreise am Wettbewerbsmarkt gewesen.
- Weitere Vermarktungserlöse auf Alternativmärkten zum Großhandelsmarkt ermöglichten das Überkompensieren der Verluste durch geringe bzw. negative Strompreise. Mögliche Alternativerlösquellen für Kraftwerksbetreiber sind Wärmeerlöse durch KWK-Anlagen und Regelenenergie durch entsprechend präqualifizierte Erzeugungsanlagen.

Zeitgleich zu der Entwicklung der geringen Nachfrage mit hoher Windeinspeisung und den damit einhergehenden geringen bzw. negativen Strompreisen konnte ein deutlicher Anstieg der Kosten für negative Regelleistung beobachtet werden. Negative Regelleistung wird durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgehalten, um kurzfristige Erzeugungsüberschüsse aufgrund bspw. einer Unterschätzung der Windeinspeisung auszugleichen. Im Falle eines Erzeugungsüberschusses wird die vorgehaltene negative Regelleistung abgerufen, wodurch das vorgehaltene Kraftwerk um eine bestimmte Leistungshöhe gedrosselt wird. Um im Bedarfsfall die Leistung drosseln zu können, muss die Leistung zunächst am Großhandelsmarkt vermarktet sein. An dieser Stelle ergibt sich somit eine mögliche Marktconstellation, weshalb ein Kraftwerksbetreiber bereit ist, am Großhandelsmarkt für Strom ein Verlust in Kauf zu nehmen. Falls die Erlöse bzw. Preise am negativen Regelleistungsmarkt höher sind als die Verluste am Großhandelsmarkt, erwirtschaftet ein Kraftwerksbetreiber in Summe einen Gewinn. Somit kann die gleichzeitige Entwicklung des Anstiegs der negativen Leistungsvorhaltungskosten und der

geringen bzw. negativen Strompreise mit funktionierenden Wettbewerbsmärkten erklärt werden.<sup>86</sup> Sie entsprechen im Grundsatz der Erwartung eines Wettbewerbsergebnisses. Positive Regelleistung wird ebenfalls durch die ÜNB in Deutschland vorgehalten, um ein kurzfristiges Erzeugungsdefizit auszugleichen. In diesem Fall müssen die Kraftwerksbetreiber, falls sie positive Regelleistung anbieten, auf eine Vermarktung der Kraftwerksleistung in Höhe der angebotenen Regelleistung am Großhandelsmarkt für Strom verzichten. Bei hohen Strompreisen müssen sie dementsprechend auf hohe Gewinne verzichten, bzw. die positiven Leistungspreise müssen auf ein Niveau ansteigen, damit weiterhin genügend Kraftwerke positive Regelleistung anbieten.

Das Zusammenspiel der Preisbildung am Großhandelsmarkt für Strom, den Regelenenergiemärkten und der EE-Einspeisung wird anhand folgender Beispiele verdeutlicht. In Erwartung einer hohen Windenergieeinspeisung sinken die Strompreise und entsprechend weniger konventionelle Kraftwerksleistung wird eingesetzt. Damit jedoch genügend negative Regelleistung im System angeboten wird, steigen die negativen Leistungspreise auf dem Regelenenergiemarkt soweit an, dass der konventionelle Kraftwerksbetreiber trotz Verluste am Großhandelsmarkt insgesamt einen positiven Deckungsbeitrag erzielen kann. In Erwartung einer geringen Windenergieeinspeisung (oder sehr hohen Nachfrage) steigen die Großhandelsstrompreise an. Entsprechend steigen die Preise für positive Regelleistung an.

Die Nutzung von Erneuerbaren Energien und insbesondere der Windenergie zur Bereitstellung von Regelleistung könnte den zunehmenden Trend hin zu höheren Preisen für negative und positive Leistungsvorhaltung entgegenwirken. Dabei müssen aus ökonomischer Perspektive die EE-Technologien wiederum in ihren zwei Kategorien einzeln bewertet werden:

- EE-Anlagen mit allenfalls sehr niedrigen variablen Kosten (z. B. Windenergie): Die beinahe kostenlose Stromerzeugung aus diesen Energieträgern sollte aus ökonomischer Perspektive so selten wie möglich eingeschränkt werden. Somit ist eine Teilnahme an positiven Regelleistungsmärkten nicht sinnvoll. Allerdings können diese Anlagen einen großen Beitrag zur Erbringung von negativer Regelleistung erbringen. Daraus resultieren folgende Vorteile: Bei bspw. hoher Windenergieeinspeisung muss lediglich ein geringer Anteil an konventioneller Erzeugung am Netz gehalten werden. Dies entschärft die geschilderte Problematik von geringen bzw. negativen Strompreisen durch regelenenergiebedingte am Netz gehaltene Kraftwerksleistung. Hinzu kommt, dass das zusätzliche Angebot an negativer Regelleistung Preis dämpfend für die negative Regelleistung wirkt, da mehr Angebot im Markt existiert. Somit entstehen den Übertragungsnetzbetreibern Kostensenkungspotentiale, die sich wiederum in geringeren Netzentgelten für Endverbraucher äußern würden.
- Flexible Anlagen mit hohen variablen Kosten: Für diese Anlagen kann eine Teilnahme am positiven Regelleistungsmarkt dann ökonomisch sinnvoll sein, wenn sie nicht mit voller

---

<sup>86</sup> Das Zusammenspiel von Regelleistungspreisen und wettbewerblichen Strompreisen ist auf Grund der komplexen Funktionsweise und Ausgestaltung der Regelenenergiemärkte hier nicht vollständig dargestellt, bzw. Bedarf weiterer intensiver Untersuchungen. Der genannte empirisch und theoretisch korrekte Trend ist allerdings für die Argumente in dieser Studie ausreichend.

Leistung Strom erzeugen bzw. ausgeschaltet sind. Dies würde den Preis auf dem positiven Regelleistungsmarkt dämpfen. Die Wettbewerbsfähigkeit dieser Technologien hängt insgesamt jedoch auch von den Bereitstellungskosten der Wettbewerber ab und ist an dieser Stelle nicht abschließend zu bewerten. Erzeugt eine Anlage in Volllast, kann sie auch negative Regelleistung anbieten. Entsprechende positive Auswirkungen der dargebotsabhängigen EE-Anlagen gelten analog.

#### Herausforderungen und Lösungsansätze

Zur Ermöglichung der Teilnahme Erneuerbarer Energien am Regelleistungsmarkt sind zunächst technische und juristische Gegebenheiten zu prüfen und ggf. entsprechende Anpassungen von Rechtsvorschriften oder technischen Regelwerken zu entwickeln. Des Weiteren stellt sich die Frage, welche Anreize innerhalb des bestehenden EEG gesetzt werden können bzw. müssen, um die oben erläuterten Potenziale zur Erbringung von Regelleistung durch EE zu heben.

Im Bereich der technischen Machbarkeit der Teilnahme der Erneuerbaren Energien am Regelleistungsmarkt sind die Anforderungen der Präqualifikation des Transmission Code 2007<sup>87</sup> anzupassen. Insbesondere ist zu prüfen, in welchem Rahmen dargebotsabhängige EE-Anlagen als Anbieter von negativer Regelleistung zugelassen werden können. Der stochastische Charakter der Windenergieeinspeisung hinterlässt immer ein Restrisiko, dass die angebotene Regelleistung auf Grund nachhaltig falsch prognostizierter Windverhältnisse nicht zur Verfügung steht. Entsprechend müssen Vorschriften auf Basis wissenschaftlicher Untersuchungen entwickelt werden, die angeben, zu welchen Anteilen der day-ahead Windprognose negative Regelleistung durch Windenergie angeboten werden darf, um den strengen Anforderungen bzgl. Zuverlässigkeit im Regelleistungsmarkt gerecht zu werden.

Qualitativ kann abgeschätzt werden, dass zumindest für das Kollektiv der WEA-Anlagen das Risiko gering ist, dass ein Abruf negativer Regelenergie im Bedarfsfall nicht erfüllt werden könnte. Negativer Regelenergiebedarf entsteht, wenn die Regelzone (bzw. im Netzregelverbund das Kollektiv der Regelzonen) überspeist wird. Es ist unwahrscheinlich, dass im Falle einer insgesamt Überspeisung die WEA gerade *unter* ihrer Einspeiseprognose liegen, Vielmehr dürfte es sehr häufig so sein, dass die WEA mehr einspeisen als prognostiziert wurde und gerade dadurch der negative Regelenergiebedarf entsteht. Gerade dann besteht aber auch bei den WEA die Möglichkeit, durch Reduktion der Einspeisung diesen Bedarf zu decken – die WEA tragen dann zur Behebung des durch sie selbst (mit-)verursachten Bilanzungleichgewichts bei.

Unter den bestehenden Marktregeln ist eine Vermarktung der EEG-Anlagen, insb. auch der Windenergie, auf Regelleistungsmärkten mit Verweis auf das Doppelvermarktungsverbot des EEG allerdings nicht vorgesehen. An dieser Stelle ist juristisch zu prüfen, ob die Vermarktung der Anlagenleistung (in MW) auf dem Regelleistungsmarkt zusätzlich zur bestehenden Vermarktung der Energie (in MWh) tatsächlich einer Doppelvermarktung entspricht oder ob elektrische Leistung und Energie zwei unterschiedliche Produkte darstellen. Würde man diesem Argument folgen, wäre die elektrische Energie einer EEG-Anlage über den Festpreis oder die

---

<sup>87</sup> Vgl. VDN (2007).

Marktprämie vergütet, während die Leistung der Anlage zusätzlich als eigenständiges Produkt vermarktet werden dürfte. Folgt man dieser Argumentation nicht, müsste das Doppelvermarktungsverbot im EEG für den speziellen Fall der Vermarktung von Regelleistung aufgehoben werden.

Weiterhin sind konkrete Umsetzungsfragen aus ökonomischer Perspektive dahingehend zu prüfen, in welcher Form den EE-Betreibern die richtigen Anreize zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt gesetzt werden, so dass sie sich system- und kostenoptimal in diesen Markt einfügen. Folgende Umsetzungen innerhalb der bestehenden Rechtsordnung sind denkbar:

- Teilnahme ausschließlich in Form der Direktvermarktung: Bei dieser Form der Umsetzung würden lediglich diejenigen EEG-Anlagen am Regelenergiemarkt teilnehmen dürfen, welche im entsprechenden Monat in die Direktvermarktung optiert haben.
- Teilnahme aller EEG-Anlagen: Alle EEG-Anlagen, auch diejenigen welche eine Festpreisvergütung oder eine Marktprämie erhalten, dürfen am Regelleistungsmarkt teilnehmen. Insbesondere in diesem Fall ist zu prüfen, ob und in welcher Form die Vergütungs- bzw. Prämiensätze dieser EEG-Anlagen angepasst werden sollten.

Insgesamt zeigt dieser Abschnitt, dass eine Teilnahme der Erneuerbaren Energien am Minutenreservemarkt Integrationsvorteile aufweist. Auf Grund ihres hohen Ausbaugrades gilt dies insbesondere für die Windenergie. Anders als bei einer engeren Definition der bedarfsgerechten Einspeisung im Sinne einer strompreisgetriebenen Steuerung der Anlage weisen im Bereich der Regelenergie auch die dargebotsabhängigen EE-Technologien positive Integrationseffekte auf. Auf Grund seiner geringen Markttiefe in einzelnen Stunden und seinen hohen Anforderungen an die Anbieter ist der Minutenreservemarkt erheblichen Preisbewegungen durch teilweise knappe Angebotsmengen ausgeliefert. Eine diesbezügliche Erhöhung des Angebotes durch die Marktintegration der Erneuerbare Energien würde dieser Problematik deutlich entgegen treten und den Bieterwettbewerb auf diesem Markt intensivieren. Geringere Beschaffungskosten für die Übertragungsnetzbetreiber sowie ggf. geringere Netzentgelte (in Abhängigkeit des Regulierungsregimes) wären die Auswirkungen für die Endverbraucher.

### **7.3 Förderung von Speichertechnologien**

Im Rahmen des Vorschlags zum Kombikraftwerksbonus ist eine Förderung von Stromspeichern vorgesehen. Wie in den Ausführungen in Abschnitt 6.3 dargestellt, ist die im Rahmen des Kombikraftwerksbonus vorgeschlagene Speicherförderung als nicht zielführend anzusehen. Auch wenn das Marktprämienmodell im Gegensatz zum Kombikraftwerksbonusmodell keine direkte<sup>88</sup> Förderung von Stromspeichern vorsieht, ist grundsätzlich auch parallel zu diesem eine zusätzliche Förderung von Speichertechnologien denkbar. Dazu ist es nicht erforderlich, eine Technologieförderung in diesem Bereich mit dem Marktprämienmodell zu verknüpfen. Vielmehr kann diese außerhalb des Marktprämienmodells erfolgen.

---

<sup>88</sup> Mittelbar setzt das Marktprämienmodell Anreize zur Optimierung von Ausbau und Bewirtschaftung von Speichern, beispielsweise um höhere Fahrplantreue zu erreichen oder Strom aus dargebotsabhängigen EE-Anlagen optimal zu vermarkten.

Speichertechnologien leisten bereits heute einen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit der Elektrizitätsversorgung und zur verbesserten Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Mit zunehmender EE-Erzeugung erhöhen sich die Integrationsanforderungen, und Speichertechnologien können einen entsprechend zunehmenden Integrationsbeitrag leisten. Wie in den Ausführungen zu (neuen) Stromspeichertechnologien in Abschnitt 4.2.2 dargestellt, besteht der wesentliche Nutzen von Stromspeichertechnologien im Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie in der Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Eine Verringerung von Netzengpässen bzw. eine Vermeidung von erforderlichen Netzausbauten im Übertragungsnetz und in den Verteilungsnetzen kann dagegen nicht bzw. nicht zielgenau erreicht werden. Unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit ist ein Netzausbau sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilungsnetz die geeignetere Maßnahme.

Dass keine nennenswerten netzentlastenden Effekte von Speichertechnologien zu erwarten sind, lässt die Schlussfolgerung zu, dass die Dezentralität von Stromspeichern im Rahmen der Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem *per se* keinen zusätzlichen Nutzen aufweist. Darüber hinaus würde eine Kopplung der Speicherförderung an die exklusive Einspeisung von Strom aus EEG-Anlagen zu einer potentiellen Verringerung des Gesamtnutzens von Stromspeichern führen.

Zentrale und dezentrale Speichertechnologien leisten somit in Abhängigkeit ihrer technischen Möglichkeiten, wie z.B. Bereitstellung von Systemdienstleistungen und mögliche Speicherzyklen, vergleichbare Beiträge zur Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung und zur Integration Erneuerbarer Energien. Die Strom- und Regelenergiemärkte setzen dabei über Preissignale effiziente Anreize zum wirtschaftlichen Ausbau von Speichern. Bei großen, zentralen Pumpspeicherkraftwerken innerhalb Deutschlands besteht der Nachteil, dass nur geringe Ausbaupotentiale vorhanden sind. Neue Stromspeichertechnologien, wie Batterien und Luftdruckspeicher, sind auf der anderen Seite bei heutigen Preisen auf dem Strom- und Regelenergiemarkt nicht wirtschaftlich und haben, wie z.B. adiabate und diabate Luftdruckspeicherkraftwerke (CAES-Anlagen), insbesondere bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie bspw. Sekundärregelleistung, aufgrund technischer Eigenschaften Nachteile gegenüber Pumpspeicherkraftwerken.

Die genannten Aspekte führen bei der Beurteilung einer Förderung von Speichertechnologien im Allgemeinen und einer Integration ins Marktprämienmodell zu folgenden Schlussfolgerungen:

- Die grundsätzliche Notwendigkeit einer Technologieförderung für Speichertechnologien, die bei heutigen Preisen auf Strom- und Regelenergiemärkten nicht wirtschaftlich sind, ist nicht erkennbar. Alternative Möglichkeiten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen sind kurz- und mittelfristig vorhanden. Die Strom- und Regelenergiemärkte setzen langfristig ggf. adäquate Anreize, um den Zubau von Speichertechnologien in ausreichendem Ausmaß anzureizen. Ein Marktversagen oder die Notwendigkeit der Technologieförderung insbesondere von kleinen, dezentralen Anlagen ist nicht gegeben.

- Der unterschiedliche Nutzen von Speichertechnologien aufgrund von technischen Möglichkeiten, wie z.B. Bereitstellung von Systemdienstleistungen und möglicher Speicherzyklen, macht die konkrete Ausgestaltung einer allgemeinen Förderung äußerst komplex. Beispielsweise wären konkrete Vorgaben von Mindestanforderungen der Förderung, etwa durch Vorgabe des minimalen Verhältnisses von Ein- und Ausspeiseleistung zu Speichervolumen und der Mindestauslastung, erforderlich. In diesem Bereich besteht eine inhärente Gefahr, dass die tatsächlichen heutigen und zukünftigen Anforderungen des Strom- und Regelenergiemarktes an Stromspeichertechnologien keine angemessene Berücksichtigung finden.
- Eine Kopplung der Förderung von Stromspeichern an die exklusive Einspeisung von EEG-Anlagen zu deren Befüllung würde zu Ineffizienzen führen, widerspräche dem Grundgedanken des Marktprämienmodells, eine verstärkte Marktintegration der Erneuerbaren Energien zu ermöglichen, und wäre auch nicht notwendig, da durch das Marktprämienmodell ohnehin wirtschaftliche Anreize zur bestmöglichen Speichernutzung gesetzt werden. Ein effizienter Einsatz der Speicher sollte somit neben der Situation der EE-Einspeisung auch die Knappheitssignale des Strom- und Regelenergiemarktes berücksichtigen.

Eine Förderung von Stromspeichern sollte somit nicht als zusätzliches Element im Marktprämienmodell implementiert werden. Eine Förderung von Stromspeichern außerhalb des Marktprämienmodells und unabhängig von der Verordnungsermächtigung kann im Rahmen dieser Studie nicht abschließend beurteilt werden. Allerdings ist nicht erkennbar, warum eine Technologieförderung von Stromspeichertechnologien zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen erforderlich ist. Insbesondere kann davon ausgegangen werden, dass die Märkte einen Zubau von wirtschaftlichen Stromspeicheroptionen bei zunehmenden Anteilen der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien durch entsprechende Preissignale in Gang setzen.

## 8 Fazit

Das Ziel dieser Studie ist, die Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland zu analysieren. Dabei werden zukünftig verstärkt Herausforderungen im Hinblick auf die Markt- und Netzintegration der Erneuerbaren Energien auftreten. Die Studie zeigt, dass die Erneuerbaren Energien selbst einen nennenswerten Beitrag zur Bewältigung dieser Herausforderungen leisten können. Allerdings werden diese Potenziale im Rahmen des Festpreisvergütungssystems derzeit nicht genutzt, da die dazu notwendigen Anreize fehlen. Auf Basis dieser Problematik liegen zwei Modellvorschläge vor, welche im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit angefertigt wurden und die Nutzung der Integrationspotenziale der Erneuerbaren Energien verbessern/ermöglichen sollen

Das Modell des Kombikraftwerksbonus soll insbesondere zu einer bedarfsgerechteren Einspeisung der EE-Technologien mit Speichermöglichkeit führen. Unsere Untersuchungen zeigen, dass das Modell des Kombikraftwerksbonus keine maßgeblichen Effekte zur bedarfsgerechten Einspeisung generieren kann. Zwar wird Einspeisung wie gewünscht von Zeiten niedriger in Zeiten mit hoher Nachfrage verschoben, jedoch in einem sehr geringen Ausmaß. Zusätzlich stellt sich die Frage nach dem Sinn einer Förderung von dezentralen Stromspeichertechnologien. Dezentrale Stromspeicher, die ihr Betriebsverhalten lediglich an der Erzeugung einer EE-Anlage orientieren, sind fast nie System optimal. Außerdem sind dezentrale Speichersysteme derzeit in der Regel teurer als zentrale Speichertechnologien wie bspw. Pumpspeicherkraftwerke oder CAES-Anlagen in Kombination mit einem systemadäquaten Netzausbau. Im Gegensatz zum Marktprämienmodell werden die EE-Technologien beim Kombikraftwerksbonus nicht an den Markt herangeführt und müssen daher ihren Strom nicht am Markt selbst vermarkten. Die damit einhergehenden Vorteile der Marktintegration entfallen somit. Insgesamt zeigt die Analyse, dass der Kombikraftwerksbonus keinen nennenswerten Nutzen für das Gesamtsystem stiften kann. In Anbetracht des geringen Nutzens und des relativ hohen administrativen Aufwands lohnt sich die Implementierung des Kombikraftwerksbonus nicht.

Das Marktprämienmodell dagegen kann das in der Verordnungsermächtigung genannte Ziel einer bedarfsgerechten Einspeisung bezüglich des Ausgleichs von Stromangebot und -nachfrage für grundsätzlich steuerbare EEG-Anlagen wie Bioenergie, Laufwasserkraft mit Schwellbetrieb und Deponie-, Klär- und Grubengas erreichen. Für dargebotsabhängige EE-Technologien wie Windenergie, Fotovoltaik und Laufwasserkraft ohne Schwellbetrieb sowie für Geothermie mit sehr niedrigen variablen Kosten wird dieses Ziel jedoch allenfalls in geringem Umfang erreicht. Im Gegensatz zum Kombikraftwerksbonus wird in diesem Modell die Heranführung der Erneuerbaren Energien an den Wettbewerbsmarkt in weiten Teilen gefördert, wobei die Marktrisiken durch den Modellvorschlag weitestgehend eliminiert werden. Die vorliegende Studie zeigt durch quantitative Analyse, dass der derzeit diskutierte Vorschlag des Marktprämienmodells mit den darin enthaltenen/diskutierten Parametrierung zu hohen Mitnahmeeffekten für die EE-Betreiber führt. Diese Mitnahmeeffekte führen dazu, dass das

Marktprämienmodell mit der vorgeschlagenen Parametrierung trotz positiver Nutzeneffekte nicht empfohlen werden kann.

Nachdem sich beide Modelle im Rahmen der vorgeschlagenen Parametrierung als unvorteilhaft herausgestellt haben, wurde untersucht, ob Anpassungen der Ausgestaltung der Modelle ggf. zu einem veränderten Bild führen können. Es hat sich gezeigt, dass auch im Falle zielgerichteter Anpassungen das Marktprämienmodell – insbesondere auch aufgrund der eigenen Vermarktung des EEG-Stroms bzw. der Heranführung an den Wettbewerbsmarkt – dem Kombikraftwerksbonus nutzenseitig grundsätzlich überlegen ist. Da das Marktprämienmodell einen nennenswerten Nutzen generieren kann, liegt die Herausforderung einer alternativen Ausgestaltung des Modells darin, die Mitnahmeeffekte bei gleichbleibendem Nutzen zu verringern. Im Rahmen eines modifizierten Modellvorschlags konnte gezeigt werden, dass dies grundsätzlich möglich ist. Dabei werden zwei Schritte betrachtet.

Im ersten Schritt werden zunächst lediglich die disponiblen EE-Technologien, die einen maßgeblichen Beitrag zur Bedarfsgerechtigkeit leisten können, ins Marktprämienmodell aufgenommen. Für diese Anlagen wird im Vorschlag des Marktprämienmodells zur Bestimmung der gleitenden Marktprämie ein Profilmfaktor von 100 % angesetzt. Die gleitende Marktprämie ist die einzige Vergütungskomponente in diesem Vorschlag. Somit müssen über die Zusatzerlöse eines höheren Vermarktungswerts des EEG-Stroms auch die weiteren Vermarktungskosten finanziert werden.

Für den gemäß diesem Schritt modifizierten Vorschlag des Marktprämienmodells zeigt sich, dass der im Rahmen der Verordnungsermächtigung gewünschte Effekt der bedarfsgerechten Einspeisung (Ausgleich von Angebot und Nachfrage) zu ökonomisch vertretbaren Kosten erreicht werden kann. Gleichzeitig werden die steuerbaren EE-Technologien an den Wettbewerbsmarkt herangeführt. Daher kann dieser Schritt zur Modifikation des Marktprämienmodells grundsätzlich empfohlen werden.

Im zweiten Schritt werden dargebotsabhängige EE-Technologien betrachtet. Auch hier würde das Marktprämienmodell die prinzipiell wünschenswerte Heranführung dieser Technologien an den Wettbewerbsmarkt ermöglichen. Allerdings ist bei diesen Technologien die Gefahr von Mitnahmeeffekten besonders groß. Die dargestellten Möglichkeiten für alternative Ausgestaltungen der Profilservicekomponente und des Profilmfaktors können ggf. grundsätzlich zu einer effektiven und effizienten Lösung führen. Allerdings sind weitergehende Detailuntersuchungen erforderlich. Insbesondere ist dann zu prüfen, ob die zur Sicherstellung der o. g. Ausgewogenheit erforderliche Komplexität noch mit angemessener Regulierungstiefe zu erreichen ist. Erst auf Basis dieser Abwägung kann entschieden werden, ob eine Umsetzung der zweiten Stufe empfehlenswert ist.

Da es bei disponiblen Anlagen deutlich leichter erscheint, den Nutzen des Marktprämienmodells bei gleichzeitig geringen Mitnahmeeffekten zu gewährleisten, sollte erwogen werden, die Einführung des modifizierten Marktprämienmodells für disponible Anlagen gem. dem ersten Schritt von einer ggf. späteren Ausweitung auf dargebotsabhängige Anlagen zu entkoppeln.

Im Rahmen der Verordnungsermächtigung des EEG wird explizit auch das Ziel der Teilnahme von EEG-Anlagen am Regelenenergiemarkt definiert. Diese Möglichkeit wird im Rahmen der



---

vorgeschlagenen Modelle der Marktprämie und des Kombikraftwerksbonus nicht berücksichtigt. Aufgrund der grundsätzlichen technischen Machbarkeit sollte es EE-Anlagen erlaubt werden, am Regelleistungsmarkt teilzunehmen. Dies würde das Regelleistungsangebot insbesondere für negative Reserve erhöhen und somit den in den vergangenen Jahren beobachteten Trend steigender Preise für Regelleistungsvorhaltung bremsen. Dies gilt ausdrücklich und insbesondere auch für dargebotsabhängige EE-Technologien wie Windenergieanlagen. Um eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt zu ermöglichen, müssen jedoch noch eine Reihe von technischen und juristischen Aspekten geprüft werden.

Insgesamt konnte im Rahmen dieser Studie gezeigt werden, dass die Erneuerbaren Energien selbst einen Beitrag zur Integration leisten können. Insbesondere das Marktprämienmodell setzt in der modifizierten Form einen Anreiz, einen Teil des Integrationspotenzials der Erneuerbaren Energien zu nutzen. Durch die Teilnahme von EE-Anlagen am Regelleistungsmarkt können die EE-Anlagen ihren Integrationsbeitrag weiter erhöhen. Betrachtet man jedoch die gesamten Integrationspotenziale auch außerhalb der Erneuerbaren Energien, so zeigt sich, dass die EE-Anlagen auch zukünftig nur den kleineren Beitrag zur Markt- und Netzintegration leisten können. Dies sollte im Rahmen der weiteren Diskussion um notwendige Integrationsanreize berücksichtigt werden.

## 9 Literaturverzeichnis

- Al Awaad, A.-R. (2009): Beitrag von Windenergieanlagen zu den Systemdienstleistungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen, Dissertation, <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/edocs/dokumente/fbe/elektrotechnik/diss2009/alawaad/index.html;internal&action=buildframes.action>.
- Amprion/EnBW/transpower/50Hertz (2009): Prognose der EEG-Umlage 2010 nach AusgMechV – Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB, Präsentation vom 15. Oktober 2009.
- BMU (2008): Eckpunkte der Verordnung zur Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien nach § 64 Abs. 1 Satz 1 Nr. 6 lit. a und Abs. 3 EEG 2009, Stand: 11.11.2008.
- BWE Bundesverband Windenergie e.V. (2010): <http://www.wind-energie.de/>
- Consentec et al. (2006): Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft, Untersuchung im Auftrag der BNetzA, Abschlussbericht, 20.11.2006
- Consentec/r2b (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Endbericht – Entwurf, Aachen/Köln, 15.01.2010.
- DEWI/ E.ON Netz / EWI / RWE TSO Strom / VET (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln 2005.
- Dena (2007): Aufgabenstellung der dena-Netzstudie II, <http://www.dena.de/de/themen/thema-reg/projekte/projekt/netzstudie-ii/>
- EnLAG (2009): Energieleitungsausbaugesetz 2009.
- Fraunhofer ISI et al. (2007): Fortentwicklung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) zur Marktdurchdringung Erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Strommarkt, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Endbericht, September 2007.
- Consentec / Frontier Economics (2008): Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke, Gutachten im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2008.
- EWI / IE / RWI (2004): Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG)', Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWi), 2004.
- Gerhardt, N. (2009): Technische Potenziale einer variablen Stromeinspeisung durch Biogasanlagen, <http://renknownet.iset.unikassel.de/renknowNET/obj.download.jsessionid=7E95E0A8302D56B919E0D854B920037A?objName=694&lang=es>.

- Gerhardt, N. (2009b): Evaluierung des Biogasanlagen-Bestandes 2007 hinsichtlich der Potenziale für eine variable Stromeinspeisung, <http://renknownet.iset.uni-kassel.de/renknowNET/obj.download;jsessionid=60398E519AB810DD5A94DA9275270BA3?objName=695%20=en>
- IAEW/FGH/ISSET (2007): Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz, Wissenschaftliche Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/abschlussbericht\\_windenergie.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/abschlussbericht_windenergie.pdf).
- ISSET et al. (2009): Wissenschaftliche Begleitung bei der Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Abschlussbericht, Juli 2009
- Sensfuss, F., Ragwitz, M. (2009): Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, Paper im Rahmen der 6. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT).
- VDN (2007): Transmission Code 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

## Anhang A: Energiewirtschaftliche Rahmendaten

### A.1 Kapazitätsentwicklung

TABELLE A-1: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN – EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)

	2010	2015	2020
	<b>GW</b>		
<b>Kernenergie</b>	20,3	20,3	20,3
<b>Braunkohle</b>	20,1	21,3	17,6
<b>Steinkohle</b>	24,7	25,7	23,5
<b>Erdgas (GuD, KWK &amp; Kond.)</b>	24,7	21,9	21,7
<b>Gasturbinen</b>	2,8	4,0	11,4
<b>Summe</b>	92,7	93,2	94,6

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-2: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN – ALLE MODELLE

	2010	2015	2020
	<b>GW</b>		
<b>Kernenergie</b>	20,3	20,3	20,3
<b>Braunkohle</b>	20,1	21,3	17,7
<b>Steinkohle</b>	24,7	25,7	23,5
<b>Erdgas (GuD, KWK &amp; Kond.)</b>	24,7	20,7	20,4
<b>Gasturbinen</b>	2,8	3,4	11,7
<b>Summe</b>	92,7	91,4	93,6

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-3: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN – EEG UND MARKTPRÄMIENMODELL

	2010	2015	2020
	<b>GW</b>		
<b>Kernenergie</b>	20,3	20,3	20,3
<b>Braunkohle</b>	20,1	21,3	17,7
<b>Steinkohle</b>	24,7	25,7	23,5
<b>Erdgas (GuD, KWK &amp; Kond.)</b>	24,7	20,8	20,5
<b>Gasturbinen</b>	2,8	3,3	11,5
<b>Summe</b>	92,7	91,4	93,6

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-4: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN – EEG UND KOMBIKRAFTWERKSbonus

	2010	2015	2020
	<b>GW</b>		
<b>Kernenergie</b>	20,3	20,3	20,3
<b>Braunkohle</b>	20,1	21,3	17,7
<b>Steinkohle</b>	24,7	25,7	23,5
<b>Erdgas (GuD, KWK &amp; Kond.)</b>	24,7	21,9	21,7
<b>Gasturbinen</b>	2,8	3,9	11,0
<b>Summe</b>	92,7	93,1	94,2

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-5: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN – EEG UND MODIFIZIERTES MARKTPRÄMIENMODELL

	2010	2015	2020
	<b>GW</b>		
<b>Kernenergie</b>	20,3	20,3	20,3
<b>Braunkohle</b>	20,1	21,3	17,7
<b>Steinkohle</b>	24,7	25,7	23,5
<b>Erdgas (GuD, KWK &amp; Kond.)</b>	24,7	20,8	20,5
<b>Gasturbinen</b>	2,8	3,3	11,5
<b>Summe</b>	92,7	91,4	93,6

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

## A.2 Energieerzeugung

TABELLE A-6: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG – EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)

	2010	2015	2020
	TWh <sub>el</sub>		
<b>Kernenergie</b>	155,5	154,4	152,9
<b>Braunkohle</b>	146,1	151,2	122,0
<b>Steinkohle</b>	115,1	76,8	79,5
<b>Erdgas (GuD, KWK &amp; Kond.)</b>	30,3	33,7	40,7
<b>Gasturbinen</b>	0,0	0,0	0,0
<b>Sonstige</b>	15,7	16,1	16,5
<b>Speicher-/Pumpspeicher</b>	6,6	6,4	7,0
<b>EE</b>	113,1	161,7	192,3
<b>Netto-Importe</b>	-37,5	-29,5	-24,0
<b>Pumpspeicherverbrauch</b>	-7,5	-7,3	-8,1
<b>Einspeisemanagement</b>	0,0	0,0	-0,2

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-7: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG – ALLE MODELLE

	2010	2015	2020
	TWh <sub>el</sub>		
<b>Kernenergie</b>	155,5	154,9	153,9
<b>Braunkohle</b>	146,1	153,7	124,1
<b>Steinkohle</b>	115,1	73,7	75,8
<b>Erdgas (GuD, KWK &amp; Kond.)</b>	30,3	33,2	39,9
<b>Gasturbinen</b>	0,0	0,0	0,0
<b>Sonstige</b>	15,7	16,1	16,5
<b>Speicher-/Pumpspeicher</b>	6,6	6,2	6,8
<b>EE</b>	113,1	175,9	258,0
<b>Netto-Importe</b>	-37,5	-29,5	-24,0
<b>Pumpspeicherverbrauch</b>	-7,5	-7,0	-7,9
<b>Einspeisemanagement</b>	0,0	0,0	-0,1

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-8: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG – EEG UND MARKTPRÄMIENMODELL

	2010	2015	2020
	<b>TWh<sub>el</sub></b>		
<b>Kernenergie</b>	155,5	154,9	153,9
<b>Braunkohle</b>	146,1	153,8	124,2
<b>Steinkohle</b>	115,1	73,7	75,7
<b>Erdgas (GuD, KWK &amp; Kond.)</b>	30,3	33,3	40,0
<b>Gasturbinen</b>	0,0	0,0	0,0
<b>Sonstige</b>	15,7	16,1	16,5
<b>Speicher-/Pumpspeicher</b>	6,6	6,2	6,8
<b>EE</b>	113,1	205,8	317,7
<b>Netto-Importe</b>	-37,5	-29,5	-24,0
<b>Pumpspeicherverbrauch</b>	-7,5	-7,0	-7,9
<b>Einspeisemanagement</b>	0,0	0,0	-0,1

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-9: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG – EEG UND KOMBIKRAFTWERKSbonus

	2010	2015	2020
	<b>TWh<sub>el</sub></b>		
<b>Kernenergie</b>	155,5	154,5	153,1
<b>Braunkohle</b>	146,1	151,6	122,5
<b>Steinkohle</b>	115,1	76,4	79,0
<b>Erdgas (GuD, KWK &amp; Kond.)</b>	30,3	33,6	40,5
<b>Gasturbinen</b>	0,0	0,0	0,0
<b>Sonstige</b>	15,7	16,1	16,5
<b>Speicher-/Pumpspeicher</b>	6,6	6,4	7,0
<b>EE</b>	113,1	161,7	192,3
<b>Netto-Importe</b>	-37,5	-29,5	-24,0
<b>Pumpspeicherverbrauch</b>	-7,5	-7,3	-8,2
<b>Einspeisemanagement</b>	0,0	0,0	-0,2

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-10: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG – EEG UND MODIFIZIERTES MARKTPRÄMIENMODELL

	2010	2015	2020
	<b>TWh<sub>el</sub></b>		
<b>Kernenergie</b>	155,5	154,8	153,7
<b>Braunkohle</b>	146,1	153,5	124,2
<b>Steinkohle</b>	115,1	74,5	76,5
<b>Erdgas (GuD, KWK &amp; Kond.)</b>	30,3	33,2	40,0
<b>Gasturbinen</b>	0,0	0,0	0,0
<b>Sonstige</b>	15,7	16,1	16,5
<b>Speicher-/Pumpspeicher</b>	6,6	6,2	6,9
<b>EE</b>	113,1	175,9	258,0
<b>Netto-Importe</b>	-37,5	-29,5	-24,0
<b>Pumpspeicherverbrauch</b>	-7,5	-7,0	-7,9
<b>Einspeisemanagement</b>	0,0	0,0	-0,1

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

### A.3 Großhandelspreise

TABELLE A-11: ENTWICKLUNG DER GROSßHANDELSSTROMPREISE – EEG (FESTPREISVERGÜTUNG UND DIREKTVERMARKTUNGSOPTION)

	2010	2015	2020
	<b>€<sub>2009</sub> je MWh</b>		
base	46,4	58,8	63,2
peak	66,1	78,6	81,8
offpeak	35,4	47,8	52,8

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-12: ENTWICKLUNG DER GROSßHANDELSSTROMPREISE – ALLE MODELLE

	2010	2015	2020
	<b>€<sub>2009</sub> je MWh</b>		
base	46,4	59,4	63,1
peak	66,1	78,2	80,6
offpeak	35,4	49,0	53,4

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH



TABELLE A-13: ENTWICKLUNG DER GROSßHANDELSSTROMPREISE – EEG UND MARKTPRÄMIENMODELL

	2010	2015	2020
	€ <sub>2009</sub> je MWh		
base	46,4	59,4	63,2
peak	66,1	78,0	80,4
offpeak	35,4	49,1	53,6

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-14: ENTWICKLUNG DER GROSßHANDELSSTROMPREISE – EEG UND KOMBIKRAFTWERKSbonus

	2010	2015	2020
	€ <sub>2009</sub> je MWh		
base	46,4	58,8	63,2
peak	66,1	78,6	82,0
offpeak	35,4	47,8	52,8

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-15: ENTWICKLUNG DER GROSßHANDELSSTROMPREISE – EEG UND MODIFIZIERTES MARKTPRÄMIENMODELL

	2010	2015	2020
	€ <sub>2009</sub> je MWh		
base	46,4	59,5	63,2
peak	66,1	78,1	80,4
offpeak	35,4	49,2	53,7

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

## **Anhang B: Modellbeschreibung Elektrizitätsmarktmodell**

Die r2b energy consulting GmbH verfügt einerseits über ein langfristiges Kraftwerksinvestitions- und -einsatzmodell des europäischen Elektrizitätserzeugungsmarktes. Andererseits pflegen wir umfangreiche Datenbanken zu bestehenden und geplanten Kraftwerken, Lastverläufen und Übertragungsnetzen in der EU 27 (zzgl. Norwegen und Schweiz). Beides sind Grundvoraussetzungen, um die mittel- und insbesondere langfristigen Auswirkungen von politischen, technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf die Entwicklung des Kraftwerksparks, der Stromerzeugung und der Großhandelspreise für Elektrizität in Deutschland und Europa adäquat quantifizieren zu können.

Das europäische Elektrizitätsmarktmodell bildet sowohl den Einsatz der Kraftwerke als auch Investitionsentscheidungen von Unternehmen in Neu- und Ersatzanlagen sowie den Stromaustausch zwischen Modellregionen ab. Dabei werden technische und ökonomische Charakteristika der Erzeugungsanlagen, gesetzliche und regulatorische Vorgaben sowie Restriktionen beim Stromaustausch und Anforderungen auf der Nachfrageseite (Lastdeckung, Regelleistungsvorhaltung und Notwendigkeit von Reservekapazitäten) detailliert in die Modellanalyse einbezogen.

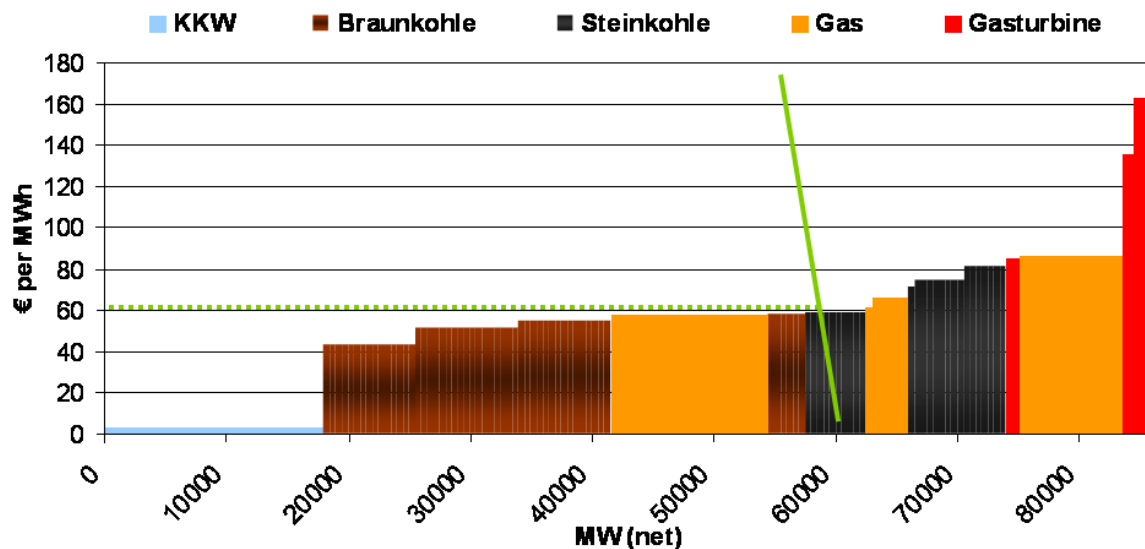
In wettbewerblich organisierten Strommärkten fällen Kraftwerksbetreiber ihre Entscheidungen, mit dem Ziel ihren Gewinn zu maximieren. Dabei können Entscheidungen in der kurzen, mittleren und langen Frist zu unterschiedlichen Entwicklungen führen, die erhebliche Interdependenzen aufweisen. Kurzfristig kann über den Kraftwerkseinsatz bei einem zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark entschieden werden. Dabei sind technische Restriktionen, wie Mindestteillastbedingungen, Anfahr- und Abfahrtscheidungen (sowie deren Kosten) sowie Mindeststillstandzeiten sowie unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Mittelfristig sind Entscheidungen über Revisionen und bei Speicherkraftwerken Entscheidungen über heutige Erzeugung versus zukünftige Erzeugungsmöglichkeiten zu treffen. Langfristig sind Entscheidungen über den Zubau und die Stilllegungen von Kraftwerken einzubeziehen. Diese erfordern in der Regel lange Vorlaufzeiten (Entscheidungsfindungs-, Genehmigungs- und Bauphase) und wirken sich über einen langen Zeitraum aus aufgrund der langen technischen Lebensdauer (25 bis 50 Jahre) und der Irreversibilität der Entscheidung.

### **B.1 Modellierung von kurz- und mittelfristigen Aspekten**

Bei kurz- und mittelfristigen Entscheidungen wird von einem kostenminimalen Kraftwerkseinsatz ausgegangen. D. h. vereinfacht, die Nachfragedeckung erfolgt durch die jeweiligen, bezüglich der variablen Kosten günstigsten Kraftwerke, was implizit die Annahme des vollkommenen Wettbewerbs in der Stromerzeugung unterstellt. Bei vollkommenem Wettbewerb erzeugen Kraftwerksbetreiber auf dem 'day ahead'-Markt, wenn die variablen

Kosten ihres Kraftwerks unterhalb des (erwarteten) Strompreises in der jeweiligen Betrachtungsperiode liegen. In diesem Falle können sie einen kurzfristigen Deckungsbeitrag erzielen. Das günstigste, verfügbare, nicht eingesetzte Kraftwerk (sog. extramarginales Kraftwerk) bestimmt unter diesen Annahmen den Preis auf dem Großhandelsmarkt für Strom (kurzfristige Grenzkostenpreissetzung). In dieser vereinfachten Form wird dieses durch das so genannte 'merit order'-Modell abgebildet (vgl. Abbildung B-1):

ABBILDUNG B-1: EINFACHES 'MERIT ORDER'-MODELL

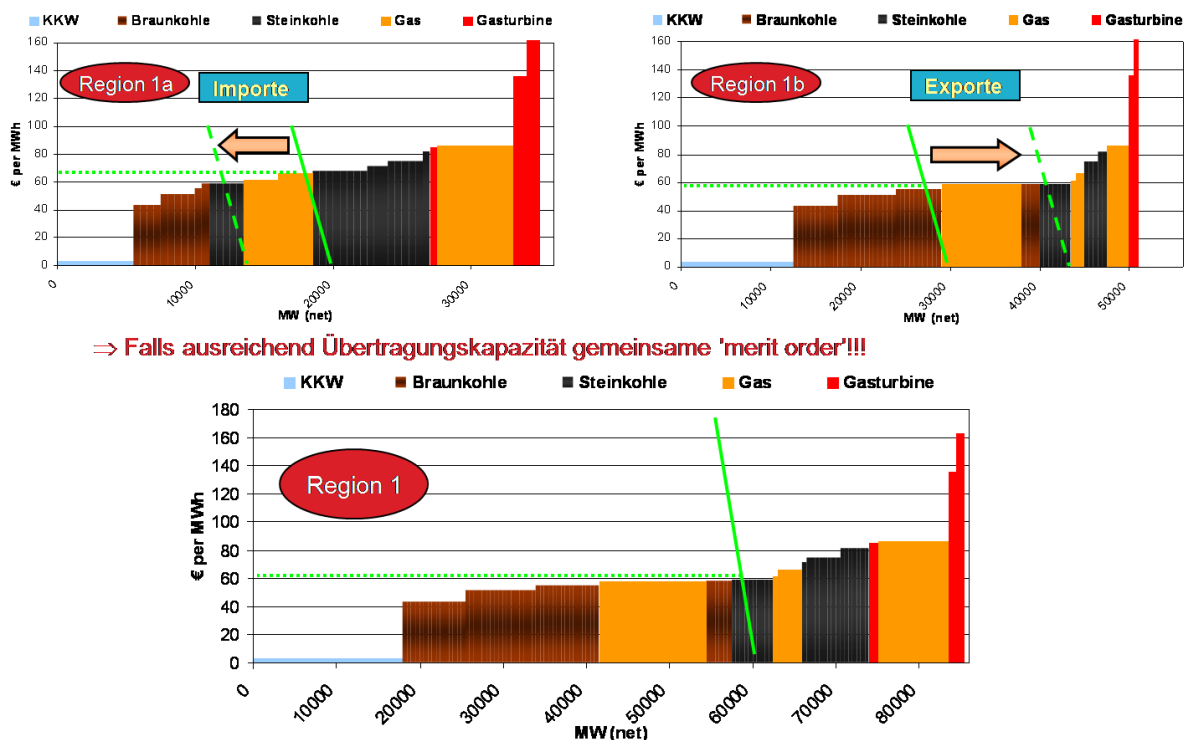


Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting.

Die (verfügbaren) Kapazitäten der Kraftwerke werden nach der Reihenfolge ihrer variablen Kosten sortiert und zur Deckung der jeweiligen Last auf dem Wettbewerbsmarkt in der Periode eingesetzt. Die Nachfrage auf dem Wettbewerbsmarkt (residuale Last) stellt die Last dar, die von Kraftwerken, die bezüglich ihres Einsatzes auf Preissignale am Wettbewerbsmarkt reagieren, gedeckt werden muss. In einem solchen einfachen 'merit order'-Modell ist die residuale Last definiert als Verbrauchslast zuzüglich der Netzverluste und des Verbrauchs der Pumpspeicher sowie Exporte in andere Regionen abzüglich der Erzeugung von dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen (z.B. Windenergie, Laufwasser, Photovoltaik), wärmegeführten KWK-Anlagen, Importen aus anderen Regionen sowie der Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Für diese verbleibende Last (residuale Last) wird eine Preiselastizität von Null unterstellt. D.h. die Nachfrage reagiert nicht auf die Höhe des Preises und lässt sich durch eine Senkrechte darstellen. Der Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage bestimmt approximativ den Preis. Die variablen Kosten der Kraftwerke werden durch den Brennstoffpreis frei Kraftwerk, sonstige variable Erzeugungskosten und den Wirkungsgrad der Kraftwerke determiniert.

Um interregionale Effekte – den Stromaustausch sowie die begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen einzelnen Regionen – berücksichtigen zu können, werden simultan mehrere Teilmärkte betrachtet. In vereinfachter Form ist dieses für den Fall von zwei Teilmärkten zunächst bei integrierten Märkten in Abbildung B-2 dargestellt:

ABBILDUNG B-2: 'MERIT ORDER'-MODELL FÜR DEN FALL ZWEIER INTEGRIERTER MÄRKTE

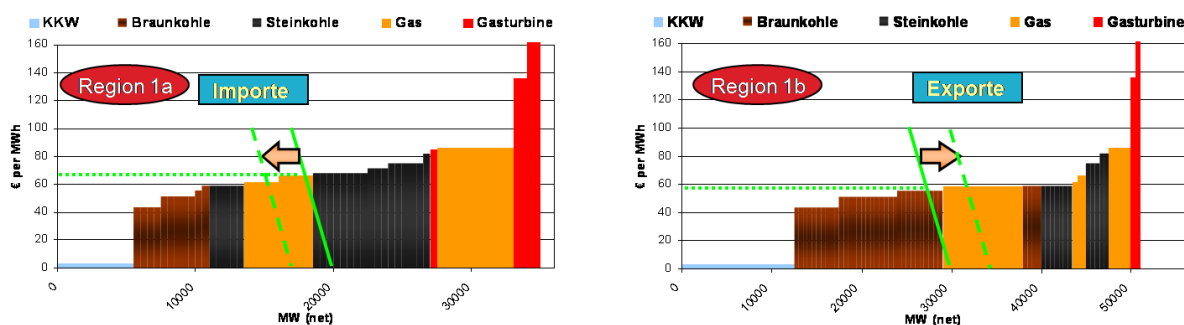


Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting.

In diesem Fall ist ausreichend Handelskapazität zwischen den beiden Teilmärkten verfügbar und es kommt zu einem einheitlichen Preis. Somit können die beiden Teilmärkte zu einem integrierten Markt zusammengefasst werden und die Lastdeckung erfolgt durch die Kraftwerke kostenminimal.

Im Unterschied dazu, ist in Abbildung B-3 eine Situation dargestellt, in der die beiden Teilmärkte aufgrund von unzureichenden Stromaustauschmöglichkeiten nicht integriert sind.

ABBILDUNG B-3: 'MERIT ORDER'-MODELL MIT ZWEI NICHT INTEGRIERTEN TEILMÄRKTEN



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting.

Zwar kommt es zu einem Stromaustausch von Region 1a nach Region 1b. Dieser reicht jedoch aufgrund der Beschränkungen der maximalen Austauschmöglichkeiten nicht dafür aus, dass die Märkte integriert sind und sich ein einheitlicher Preis einstellt. Während nach Berücksichtigung des maximalen Stromaustauschs im obigen Beispiel potentiell in Region 1a noch freie Leistung

von Steinkohlekraftwerken vorhanden ist, müssen in Region 1b GuD-Anlagen mit höheren variablen Kosten zur Lastdeckung eingesetzt werden. Auf Basis einer kurzfristigen Grenzkostenpreissetzung bestimmt sich der Strompreis am Großhandelsmarkt in Region 1a folglich durch die variablen Erzeugungskosten von Steinkohlekraftwerken, während in Region 1b die variablen Kosten von GuD-Anlagen Preis setzend sind. Zwischen den Modellregionen werden die maximalen Stromflüsse auf die verfügbaren Handelskapazitäten (NTC-Werte) begrenzt.

Dynamische Effekte, wie z.B. Anfahrkosten, dem Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und/oder Revisionen, die beim einfachen 'merit order'-Modell nicht berücksichtigt werden, müssen in einem realitätsnahen Modell berücksichtigt werden. Daher werden sowohl die kurzfristigen Aspekte (Anfahr- und Abfahrverhalten, Teillastverhalten etc.) als auch mittelfristige Aspekte (Einsatz der Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke sowie Revisionszeiten von thermischen Kraftwerken) Modell endogen bestimmt. D.h. diese werden im Modell mit dem Ziel der Kostenminimierung festgelegt. Dabei ist bei Revisionen zu berücksichtigen, dass sie in der Regel einmal jährlich stattfinden. Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sind neben den installierten Kapazitäten, die maximal und minimal zulässigen Speicherstände ('Arbeitsvolumen der Speicher') berücksichtigt.

Die erforderlichen Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Bedarfs an positiver und negativer Regelleistung (Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve) stehen für den 'regulären' Strommarkt nicht zur Verfügung. Alleine in Deutschland besteht momentan ein Bedarf an positiver und negativer Regelleistung von jeweils etwa 7.000 MW bzw. etwa 10% der Spitzenlast. Daher hat der Regelleistungsmarkt einen erheblichen Einfluss auf den Einsatz der Kraftwerke am 'regulären' Strommarkt sowie auf die Preise (Grenzkostenpreise) am Großhandelsmarkt. Das Modell bildet daher den 'regulären' Strommarkt und die Regelleistungsmärkte simultan ab (vgl. hierzu auch , Grundstruktur des Modells und modularer Aufbau'). Bei der Bereitstellung von Regelleistung werden sowohl die technischen Anforderungen an die Kraftwerksleistung als auch die Wahrscheinlichkeit des Abrufs der vorgehaltenen Leistung berücksichtigt. So kann z.B. positive Sekundärregelleistung ausschließlich durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie thermische Kraftwerke in Teillast (unter Berücksichtigung von Teillastverhalten und Lastgradienten) und negative Sekundärregelleistung durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie thermische Kraftwerke in Betrieb (unter Berücksichtigung von Teillastverhalten und Lastgradienten) bereitgestellt werden.

Die Nachfrage auf dem Strommarkt (Last) unterliegt typischen jahreszeitlichen, wöchentlichen und täglichen Zyklen. Diese Zyklen sind mit einer hohen Genauigkeit zu prognostizieren. Ein zunehmender Anteil der Stromerzeugung basiert inzwischen auf volatil einspeisenden, nicht 'steuerbaren' Technologien, wie z.B. der Windenergie und Fotovoltaik. Dieses hat erhebliche Auswirkungen auf den Einsatz der Kraftwerke am Wettbewerbsmarkt. Zur Abbildung sowohl der typischen Zyklen der Stromnachfrage als auch der volatilen, nicht 'steuerbaren' Erzeugung wird für jede Stunde des Jahres eine von den Kraftwerken am Wettbewerbsmarkt zu deckende Nachfrage ('residuale Last') basierend auf Simulationen der Last sowie Erzeugung der

Windenergieanlagen, Laufwasserkraftwerke, sonstiger Erneuerbarer Energien und wärmegeführter KWK-Anlagen abgeleitet. Durch die hohe zeitliche Auflösung ist sichergestellt, dass die sowohl die Zyklen als auch die Volatilitäten der 'residualen Last' adäquat abgebildet werden (vgl. hierzu auch ‚Grundstruktur des Modells und modularer Aufbau‘).

## **B.2 Modellierung von langfristigen Aspekten**

In der längeren Frist sind zusätzlich Kraftwerkszubauten und -stilllegungen Modell endogen zu berücksichtigen. Neben bekannten und/oder einschätzbaren Zubau- und Stilllegungsentscheidungen werden Kraftwerksneubauten und -stilllegungen sowie die Technologiewahl unter Berücksichtigung von Erwartungen der Erlöse und Kosten dieser Kraftwerke Modell endogen bestimmt. Die Zubau- und Stilllegungsentscheidungen werden dabei von Unternehmen unter Berücksichtigung von Investitions- und Finanzierungskosten sowie Erwartungen über zukünftige Brennstoffpreise, politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen getroffen. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Entscheidungen ebenfalls kostenbasiert getroffen werden. D. h. es findet bei gegebenen Erwartungen über zukünftige Entwicklungen ein 'kostenminimaler' Ersatz und Neubau von Kraftwerken statt. Dabei sind sowohl die Deckung der Nachfrage, die Bereitstellung des Bedarfs von Systemdienstleistungen (insbesondere Regelleistung) und die Bereitstellung von ausreichend determinierter langfristiger Reserveleistung zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten.

Die Dimensionierung zusätzlicher langfristiger Reserven (welche über die erwartete Lastspitze zzgl. Regelleistung) im System zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit vorgehalten werden müssen, werden mittels Leistungskrediten für einzelne Erzeugungstechnologien dargestellt (vgl. Anhang „Bestimmung des Leistungskredits“). Jede Erzeugungstechnologie wird mit ihrem individuellen Beitrag zur gesicherten Leistung auf Basis der stochastischen Nichtverfügbarkeit sowie deren typische Blockgröße berücksichtigt. Dabei wird für jede Saison eines Jahres (Winter, Frühling, Herbst und Sommer) unter Berücksichtigung der Revisionsplanung sowie unter Berücksichtigung des Kraftwerkeinsatzes, des Pumpspeichereinsatzes sowie des Imports- und Exportsaldos die gesicherte Einspeiseleistung (inkl. Erneuerbare Energien) zum Zeitpunkt der saisonalen Höchstlast ermittelt. Die gesicherte Einspeiseleistung wird durch Multiplikation der installierten Kraftwerksleistung je Technologie mit ihrem entsprechenden Leistungskredit und anschließender Aufsummierung approximiert. Die dadurch ermittelte gesicherte Leistung kann nur als Näherung betrachtet werden, da die Leistungskredite auf Basis einer Marginalbetrachtung ermittelt worden sind (in Analogie zu einer Taylor-Approximation 1. Ordnung). Entsprechende Korrekturwerte wurden geschätzt und im Modell berücksichtigt. Als Bedingung fließt in das Modell eine Gleichung, die fordert, dass zum Zeitpunkt der saisonalen Höchstlast entsprechend viel gesicherte Leistung verfügbar ist. Sollte diese Bedingung auf Basis von Kraftwerksstilllegungen oder eines Nachfragesanstieges nicht erfüllt sein, reagiert das Modell durch eine kostenminimale Bereitstellung dieser Reserven durch Kraftwerksneubau.

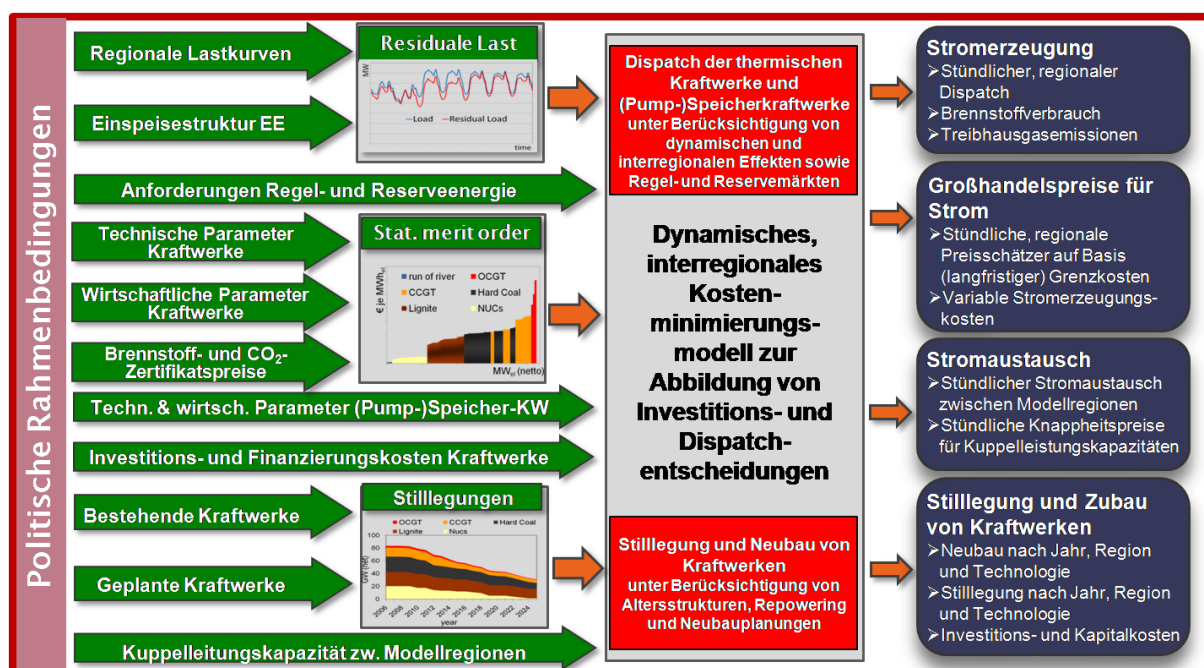
Da es sich bei Langfrist- und Dauerreserven um eine Bereitstellung von Leistung geht, die in einem einfachen Merit-Order Modell – welches nur die erzeugte Energie vergütet – keine Erträge erwirtschaften kann, wird im Rahmen des Modells ein langfristiger

Systemgrenzkostenpreisschätzer verwendet, der die Kostendeckung der Leistungsbereitstellung durch Aufschläge zu Zeitpunkten von Kapazitätsknappheiten auf dem Energiemarkt (Spotmarkt) ermöglicht. Dieses Konzept entspricht dem in der Literatur diskutierten Peak-Load-Pricing. Validierungen anhand historischer Daten haben ergeben, dass diese Form der Preisbildung den empirischen Begebenheiten an den europäischen Strombörsen gut entspricht.

### B.3 Grundstruktur des Modells und modularer Aufbau

Die Grundstruktur des Modells sowie die Inputdaten und möglichen Ergebnisse sind in Abbildung B-4 dargestellt:

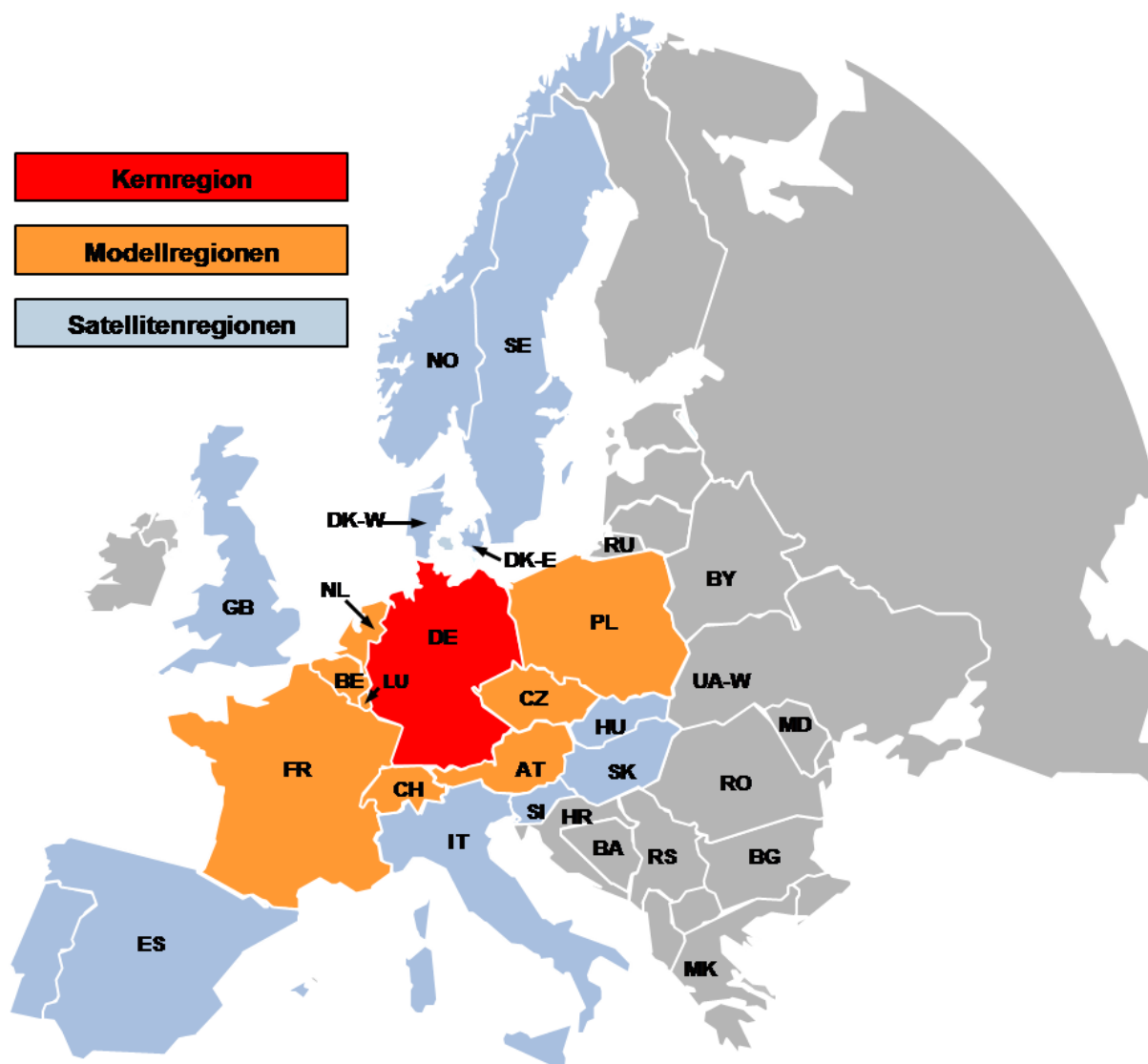
ABBILDUNG B-4: MODELLSTRUKTUR



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting.

Grundsätzlich können im Modell alle EU-Mitgliedsländer sowie die Schweiz und Österreich simultan betrachtet werden. Aufgrund von Hard- und Softwarerestriktionen und zur Beschränkung der Rechenzeit sowie der detaillierten Abbildung technischer Aspekte wird in der Regel die räumliche Betrachtung (Anzahl der Modellregionen) auf die jeweiligen Fragestellung angepasst und die Modellregionen nach Kernregionen, Modellregionen und Satellitenregionen mit unterschiedlichem Detaillierungsgrad der Modellierung differenziert. Für auf Deutschland beschränkte Betrachtungen ist es in der Regel ausreichend die in Abbildung B-5 dargestellte Differenzierung vorzunehmen, um die Rückwirkungen, die sich aus der Möglichkeit des Stromaustauschs zwischen Ländern ergeben, adäquat zu berücksichtigen.

ABBILDUNG B-5: KERN-, MODELL- UND SATELLITENREGIONEN



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting.

Allgemein sind heutige Modelle des europäischen Strommarktes bei detaillierter Abbildung ökonomischer und technischer Aspekte sowie politischer Rahmenbedingungen durch verfügbare Hard- und Software sowie Rechenzeiten des Modells beschränkt. Zur adäquaten Beantwortung der jeweiligen Fragestellung ist daher ein modularer Aufbau des Modells vorgenommen worden. Dieses ermöglicht es – je nach Anwendungsgebiet – u.a. folgende Variationen vorzunehmen:

- Anzahl der simultan betrachteten Länder in Europa sowie Detaillierungsgrad der Modellierung der einzelnen Länder (Kern-, Modell- und Satellitenregionen)
- Zeitliche Auflösung innerhalb eines Jahres (Anzahl chronologischer Lastniveaus pro Jahr)
- Betrachtungshorizont und Anzahl der Modelljahre
- Anzahl der Effizienzklassen innerhalb der einzelnen Technologien



---

Zudem ist für Deutschland und die Nachbarländer die Abbildung der Vorhaltung von Regelleistung und des Abrufs von Regelenergie nach den einzelnen Regelleistungsprodukten – insb. Sekundärregelleistung und Minutenreserve – möglich. Für Deutschland kann die Modellierung der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (KWK-Stromerzeugung) in unterschiedlicher Detaillierungstiefe erfolgen.

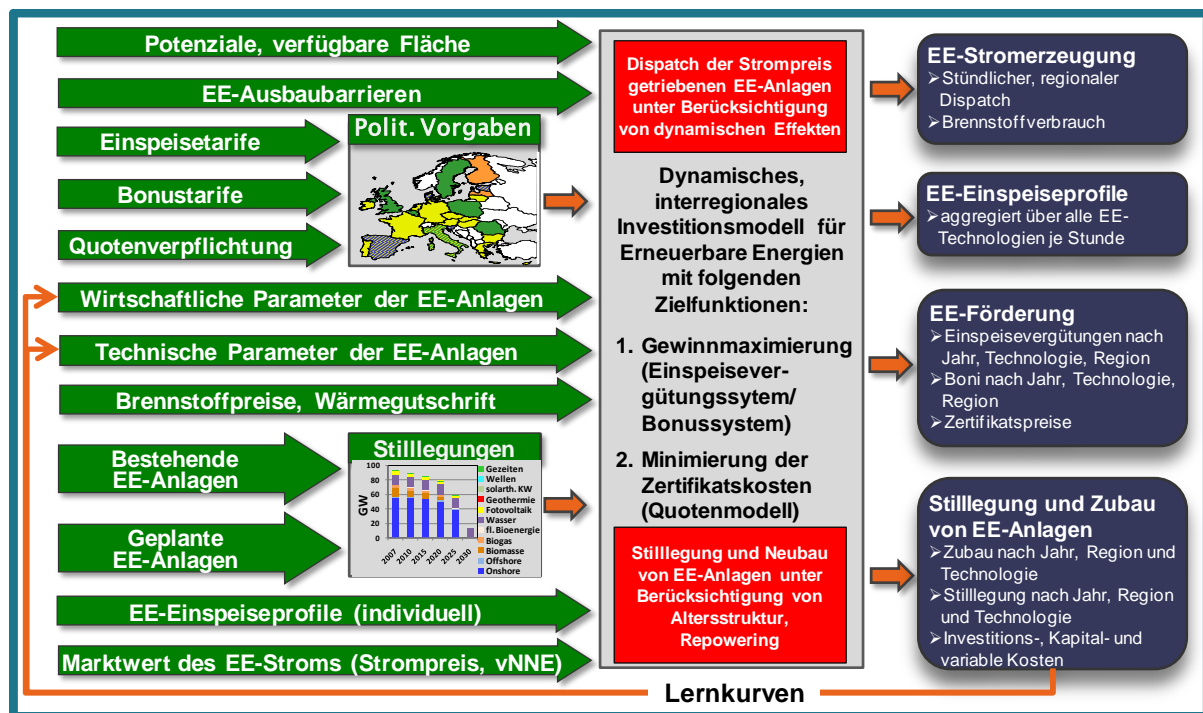
## Anhang C: Modellbeschreibung Erneuerbare Energien-Modell

### Modellstruktur sowie Modellin- und -outputs

Das Modell kann den Zubau der erneuerbaren Energien auf jährlicher Basis bestimmen. Um auch langfristige Prognosen durchführen zu können, werden die Jahre 2010 bis 2030 in Ein-Jahres-Schritten abgebildet. Der Einsatz bzw. die Einspeisestruktur der einzelnen EE-Anlagen wird auf stündlicher Basis ermittelt. Eine Modell endogene Bestimmung der stündlichen Erzeugungsstruktur ist für alle Strompreis getriebenen EE-Anlagen relevant, da diese ihre Erlöse auf dem Strommarkt optimieren.

Ein Überblick der Modellstruktur mit den wesentlichen In- und Outputs ist in Abbildung C-1 dargestellt.

ABBILDUNG C-1: MODELLSTRUKTUR ERNEUERBARE ENERGIEN MODELL MIT IN- UND OUTPUTS



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting.

Neben den detaillierten wirtschaftlichen (z.B. Investitionskosten, jährliche Fixkosten, Abschreibungsdauer, Zinssatz) und technischen Parametern (z.B. Wirkungsgrad, Anlagengröße, technische Lebensdauer) von EE-Anlagen werden zusätzlich Brennstoffpreise und Wärmegutschriften für Anlagen auf Basis Bioenergie ins Modell implementiert. Daneben werden die Bestandsanlagen Erneuerbarer Energien erfasst und deren Stilllegungspfad unter Berücksichtigung ihrer unterstellten technischen Lebensdauer vorgegeben. Im Modell besteht die Möglichkeit, dass EE-Anlagen auch aufgrund wirtschaftlicher Aspekte vorzeitig stillgelegt werden (bspw. Repowering von Windenergieanlagen). Zudem werden bereits in Bau befindliche Anlagenparks (bspw. für Offshoreparks) ins Modell aufgenommen. Für die stochastisch

einspeisenden EE-Technologien wie Windenergie, Fotovoltaik, Wasserkraft, Wellen- und Gezeitenenergie werden individuelle stündliche Einspeiseprofile vorgegeben. Bei den restlichen EE-Technologien werden ebenfalls typische Einspeiseprofile vorgegeben für den Fall, dass diese nicht Strompreis getrieben einspeisen.

Neben den Anlagen spezifischen Parametern fließen außerdem kurz- und langfristige Zubaurestriktionen in das Modell ein. Während langfristig insbesondere Potenzialbeschränkungen bestehen, sind kurzfristig insbesondere Restriktionen der jährlich zur Verfügung stehenden Neuanlagen bzw. der Herstellerkapazitäten zu berücksichtigen.

Der unterjährige stündliche Einsatz der erneuerbaren Energien ist maßgeblich abhängig von dem Fördertarif, welcher diesen Technologien für ihre Einspeisung ausbezahlt wird. In Deutschland ist ein monatlicher Wechsel von unterschiedlichen Fördertarifen möglich. Diese monatliche Wechseloption ist im Modell vollständig abgebildet. Im Rahmen dieser Studie sind vier Fördertarife berücksichtigt worden:

- Festpreisvergütung: Einer der wesentlichen Modellinputs ist die detaillierte Abbildung der Förderbedingungen. So werden bspw. für Deutschland die nach Technologie, Standort, Brennstoff und Größe differenzierten Vergütungssätze gemäß der aktuellen Novellierung des EEG in 2009 abgebildet.
- Direktvermarktung: Der Eingangsparameter für das EE-Modell ist der Marktwert des EE-Stroms. Dieser setzt sich zusammen aus den Erlösen auf dem Großhandelsmarkt sowie den vermiedenen Netznutzungsentgelten, welche sich je nach EE-Technologie und eingespeister Netzebene unterscheiden.
- Marktprämienmodell: Neben dem Vermarktungswert des EE-Stroms fließen die unterschiedlichen Profilmfaktoren und Prämien (gleitende Marktprämie, Profilservicekomponente und Handelsanbindungsprämie) in die Erlösoptimierung ein.
- Kombikraftwerksbonusmodell: Sowohl die Technik-, als auch die Bedarfskomponente sind im Rahmen des Modells vollständig berücksichtigt.

Das EE-Modell erlaubt nach EE-Technologien differenziert die Ermittlung der Inanspruchnahme der jeweiligen Fördertarife, die dafür bezahlten Fördermittel sowie der dazugehörige Marktwert der EE-Einspeisung.

Als weitere Modelloutputs werden sowohl die stündliche als auch die jährliche Stromerzeugung der einzelnen EE-Technologien sowie der damit verbundene Brennstoffverbrauch der Biomasseanlagen ausgewiesen. Die stündlichen über alle EE-Anlagen aggregierten Einspeiseprofile dienen u.a. zur Bestimmung der residualen Last für das konventionelle Strommarktmodell. Außerdem wird die Förderung der Erneuerbaren Energietechnologien nach Jahr und Technologie ermittelt. Für das Einspeisevergütungssystem können sowohl die aggregierten Gesamtvergütungen als auch die „Nettovergütungen“ (Vergütungen abzüglich des jeweiligen Marktwertes von EE-Strom) ausgewiesen werden. Ebenso können Aussagen über die durchschnittlichen Vergütungssätze von Neu- und Bestandsanlagen getroffen werden. Bei der alternativen Modellierung eines Bonussystems werden ebenfalls die aggregierten sowie die spezifischen Bonuszahlungen ermittelt. Für das Quotenmodell wird der resultierende jährliche Zertifikatspreis für die Grünstromzertifikate bestimmt.

Weitere Outputs des Modells sind der Zubau und die Stilllegungen sowie die Investitions-, Kapital- und variablen Kosten nach Jahr und Technologie. Die Berücksichtigung des technologischen Fortschritts der EE-Technologien erfolgt auf Basis eines Lernkurvenansatzes. Im Modell wird dabei die zukünftige Kostenentwicklung in Abhängigkeit des jeweiligen Zubaus einer Technologie bestimmt.

Auf der globalen Ebene der Fördersysteme ermöglicht das Modell die grundsätzliche Unterscheidung zwischen quotenbasierten und preisgesteuerten Fördersystemen. Die modelllogische Unterscheidung erfolgt maßgeblich über eine alternative Formulierung des Optimierungsproblems. Das Kalkül des Einspeisevergütungs- oder Bonussystems besteht in der Maximierung der Gewinne. Beim Quotenmodell erfolgt eine Kostenminimierung unter Berücksichtigung des Marktwertes des EE-Stroms (Großhandels-Strompreis zzgl. vermiedener Netznutzungsentgelte).

Die Abbildung alternativer Fördersysteme wie das Bonussystem oder das Quotenmodell ist im Modell möglich.