

MALTE JANSEN · CHRISTOPH RICHTS · NORMAN GERHARDT
THORSTEN LENCK · MARIE-LOUISE HEDDRICH

STROMMARKT-FLEXIBILISIERUNG

Hemmnisse und Lösungskonzepte

Eine Studie im Auftrag des BEE e.V.



WIR BEDANKEN UNS BEI UNSEREN KOOPERATIONSPARTNERN:



Strommarkt-Flexibilisierung

Hemmnisse und Lösungskonzepte

Eine Studie im Auftrag des BEE e.V.

Auftragnehmer:

Fraunhofer-Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik (IWES)
Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb
Königstor 59
34119 Kassel
www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de

Energy Brainpool GmbH & Co. KG
Brandenburgische Str. 86/87
10713 Berlin
www.energybrainpool.com

Autoren:

Malte Jansen,
Christoph Richts,
Norman Gerhardt

Thorsten Lenck,
Marie-Louise Heddrich

Kontakt:

malte.jansen@iwes.fraunhofer.de
+49 (0)561 / 72 94 – 465

Kontakt:

thorsten.lenck@energybrainpool.com
+49 (0)30 / 76 76 54 - 10

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. realisiert. Die Verantwortung für den Inhalt der Studie liegt bei den Autoren.



ISBN-13: 978-3-920328-72-0

CIP-Titelaufnahme der Deutschen Bibliothek:

**Malte Jansen, Christoph Richts, Norman Gerhardt, Thorsten Lenck, Marie-Louise Heddrich:
Strommarkt-Flexibilisierung – Hemmnisse und Lösungskonzepte**

© Ponte Press, Bochum, Januar 2015

Ponte Press Verlags GmbH, Stockumer Str. 148, D-44892 Bochum

www.ponte-press.de

Kein Teil dieser Studie darf ohne schriftliche Genehmigung des Verlags als Mikrofilm oder in anderer Weise reproduziert werden.

No part of this book may be reproduced in any form by photostat, microfilm, or any other means, without a written permission from the publisher.

Print: Zimmermann Druck + Verlag GmbH, Balve

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier, CO₂-neutraler Druck

Printed in Germany

Vorstellung der Projektpartner

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)

Als Dachverband der Erneuerbare-Energien-Branche bündelt der BEE die Interessen von 29 Verbänden und Organisationen mit 30.000 Einzelmitgliedern, darunter mehr als 5.000 Unternehmen. Ziel des BEE ist die vollständige Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien in den Bereichen Strom, Wärme und Kälte sowie Mobilität. Hierzu setzt sich der Verband insbesondere für die Verbesserung der gesetzlichen Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien ein.

Der Bundesverband Windenergie e.V. – ein starker Partner

Der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) ist Partner von über 3.000 Unternehmen der Branche und vertritt rund 20.000 Mitglieder. Im BWE sind Know-how und Erfahrung der gesamten Branche konzentriert. Damit ist er erster Ansprechpartner für Politik und Wirtschaft, Wissenschaft und Medien.

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)

Die Forschungsgebiete des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES umfassen das gesamte Spektrum der Windenergie sowie die Integration der Erneuerbaren Energien in Versorgungsstrukturen.

Schwerpunkt des Institutsteils Kassel, unter der Leitung von Prof. Dr. Clemens Hoffmann, ist die Energiesystemtechnik zur Integration der Erneuerbaren Energien wie Wind-, Solar- und Bioenergie in Versorgungsstrukturen. Aktuell steht die Energiewende im Zentrum der Institutsarbeit.

Die Kernkompetenzen liegen in den Bereichen Energiewirtschaft, Energienetze, Energiespeicher, Ener-

gieverfahrenstechnik, Energieinformatik, Energiemeteorologie, Systemdesign und -integration.

Auf nationaler und internationaler Ebene arbeitet das Institut mit zahlreichen öffentlichen und industriellen Forschungseinrichtungen erfolgreich zusammen. Die Anwendungsnähe des Fraunhofer IWES dokumentiert sich u. a. in der großen Zahl von Projektkooperationen mit der Industrie und direkten Aufträgen von Unternehmen.

Die Forschungsergebnisse fließen über die Mitarbeit zahlreicher Wissenschaftler des Instituts in nationalen und internationalen Gremien wie DKE, CENELEC und IEC in die Standardisierung und Normung ein. Als fachlicher Berater bringt das Fraunhofer IWES sein Know-how auch in politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen ein. Beispielsweise in die Gestaltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die Erschließung der Offshore-Windenergienutzung und die Entwicklung zukünftiger Energieversorgungsstrukturen.

Im Kasseler Institutsteil Energiesystemtechnik des Fraunhofer IWES arbeiten derzeit rund 320 Wissenschaftler, Angestellte und Studenten.

Energy Brainpool

Energy Brainpool ist das unabhängiges Analyse- und Beratungshaus für die Energiebranche.

Unabhängige Analyse- und Beratungsdienstleistungen sowie Vorträge, Schulung und Seminare für die Energiebranche sind unsere Kernkompetenz.

- Kurzfristprognosen bis Langzeitpreisstudien für Strompreise
- Trainings von Grundlagen mit Planspielen über Börsenhändlerschulungen bis zu individuellen Managementschulungen

- Begleitung beim Markteintritt, der Optimierung von Beschaffung/Vertrieb bis zum professionellen Risikomanagement.

Analysis

Hauptprodukt ist unser eigenes Fundamentalmodell für den Strommarkt. Darüber hinaus wird dieses fundamentale Modell in Studien zur Modellierung von Szenarien eingesetzt. Zudem bieten wir eine Prognose für den Spotmarkt der Energiebörse EPEX.

Consultancy

Langfristiger Erfolg im Energiehandel verlangt ein gutes Beschaffungs- und Risikomanagement, deshalb ist Energy Brainpool besonders auf diesem Gebiet aktiv. Im Bereich erneuerbare Energien erstellen wir Markteintrittsstudien und entwickeln Geschäftsmodelle.

Training

Wir schulen Ihre Mitarbeiter in Standard-Seminaren oder in individuellen Inhouse-Seminaren. Vom Präsenzseminar über E-Learning bis zum interaktiven Planspiel finden Sie bei uns die optimale Lernmethode.

Inhaltsverzeichnis

Vorstellung der Projektpartner	3
Inhaltsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	6
Vorwort	7
1 Zusammenfassung	9
2 Einleitung und Ziel der Studie	11
3 Analyse von Flexibilitätspotenzialen	13
3.1 Identifikation und Analyse von Flexibilitätsoptionen	13
3.2 Identifikation und Analyse bestehender Flexibilitätsoptionen	24
3.3 Priorisierung von Flexibilitätsoptionen und Mechanismen	28
4 Vorüberlegung zur Hebung der Flexibilitätspotenziale	30
4.1 Prämissen der Flexibilitätsoptionen	30
4.2 Kurzfristigkeit im Energiehandel	31
4.3 Das Prinzip der Wirtschaftlichkeit	31
5 Grundlegende Maßnahmen zur Integration kurzfristiger Flexibilität	34
5.1 Echtzeit-Datenkommunikation	34
5.2 Auktionsverfahren im Viertelstundenhandel	35
5.3 Erhöhung der Fahrplantreue	36
5.4 Integration von fluktuierendem Strom in Vertriebsportfolios	37
5.5 Weitere Maßnahmen	38
6 Inflexibilität gezielt abbauen	39
6.1 Must-Run im Regelleistungsmarkt	39
6.2 Must-Run im Wärmemarkt (KWK) – Kopplung mit dem Wärmesektor	41
6.3 Sonstige Must-Run	43
7 Aufbau von Flexibilität fördern	45
7.1 Konzept einer Dynamisierung	45
7.2 Dynamisierung anhand von drei Beispielen	49
7.2.1 EEG-Umlage	49
7.2.2 KWK-Bonus	53
7.2.3 Netznutzungsentgelte	55
8 Handlungsempfehlungen	60
9 Literatur	61
10 Abkürzungen und Begriffsdefinitionen	62

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Flexibilitätsoptionen und ihre zeitliche Nutzung	11
Abbildung 3-1: Potenziale der Flexibilitätsoptionen.....	14
Abbildung 3-2: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – Power-to-Gas	15
Abbildung 3-3: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – flexible Kraftwerke (inkl. KWK).....	16
Abbildung 3-4: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – Kurzzeitspeicher	17
Abbildung 3-5: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – flexible Biomasse.....	18
Abbildung 3-6: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – Reduktion Dargebot fluktuierend einspeisender EE.....	19
Abbildung 3-7: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – Power-to-Heat	20
Abbildung 3-8: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – Demand Side Manage- ment Industrie und GHD	21
Abbildung 3-9: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – Demand Side Manage- ment Haushalte.....	22
Abbildung 3-10: Matrix wesentlicher Hemmnisbereiche bei den Flexibilitätsoptionen	24
Abbildung 3-11: Matrix der Flexibilitätsmechanismen und ihrer Wirkung.....	28
Abbildung 3-12: Übersicht zur Auswahl der Flexibilitätsoptionen und Mechanismen anhand ihrer Potenziale, Wirkung und Umsetzbarkeit.....	29
Abbildung 4-1: Prinzip der Wirtschaftlichkeit – Beispielwoche September 2012	32
Abbildung 5-1: Mittlerer Strompreis für Viertelstundenkontrakte an der EPEX in 2014 (bis 31. Oktober) und mittleres Auktionsergebnis für Viertelstundenprodukte an der EXAA (bis 13. November).....	36
Abbildung 7-1: Preisdifferenzen zwischen aufeinanderfolgenden Stunden (Wachstums- rate) – Beispielwoche September 2012 (rote Kurve hinter blauer Kurve)	45
Abbildung 7-2: Preisbestandteile für Verbraucher nach Typ (2012) – Variabler Teil (Grün) vs. heute fixer Teil (Rot + Blau) (Vgl. Monitoringbericht 2013)	46
Abbildung 7-3: Stromverbrauch nach Verbrauchergruppen 2012. Gesamt: 534,0 TWh (Vgl. AG Energiebilanzen 2013).....	47
Abbildung 7-4: Illustration des Anpassungsbedarfs beim Multiplikator.....	50
Abbildung 7-5: Durchschnittliches Tagespreisprofil (Großhandelspreis + EEG-Umlage) mit und ohne Dynamisierung der EEG-Umlage	50
Abbildung 7-6: Variationen der Deckelung der Dynamisierung	51
Abbildung 7-7: Zusatzkosten für inflexible Verbraucher	52
Abbildung 7-8: Schematische Darstellung qualitativer Effekte bei Einführung der dyna- misierten EEG-Umlage.....	53
Abbildung 7-9: Schematische Darstellung des Flexibilisierungsanreizes für KWK-Anlagen	54
Abbildung 7-10: Schematische Darstellung des Flexibilisierungsanreizes für KWK-Anlagen	57
Abbildung 7-11: Dynamisierte Netzentgelte im Vergleich	58

Vorwort

Die Energieversorgung der Vergangenheit war weitestgehend statisch. Anpassungen gab es nur an die Nachfrage. Derzeit durchläuft das System aber einen rasanten Wandel. Daraus ergeben sich Herausforderungen, aber auch Chancen. Die Umstellung funktioniert nicht immer reibungslos. Das Zauberwort, damit der Übergang möglichst reibungslos gestaltet werden kann, lautet Flexibilisierung. Aber auch Flexibilisierung ist kein Selbstläufer. Hemmnisse müssen überwunden werden.

Das enorme Potenzial an günstig erzeugbarer Wind- und PV-Energie wird künftig den einen Eckpfeiler der Energieversorgung bilden. Der andere Eckpfeiler findet sich in Form vieler Flexibilitätsoptionen, die dem System den notwendigen Ausgleich von zu viel und zu wenig Strom liefern werden. In vorangegangenen Studien der BEE Plattform Systemtransformation haben wir aufzeigen können, dass es ein reichhaltiges Angebot an technischen Lösungen gibt, den Erneuerbaren Überschussstrom rechtzeitig sinnvoll einzusetzen. Somit ist eine Drosselung des Ausbaus aus versorgungstechnischen Sicherheitsüberlegungen nicht notwendig. Ebenfalls kann ausreichend Strom zur Verfügung gestellt werden, wenn die Sonne mal nicht scheint und der Wind nicht weht – auch über längere Perioden. Leider wirken noch immer verschiedene Hemmnisse des bestehenden Strommarktes und die fehlende vollständige Internalisierung externer Effekte kontraproduktiv bei der Entwicklung dieser beiden Eckpfeiler. Die zentrale, sich hier anschließende Frage war es somit, was die politischen Entscheider tun können, um diese Optionen auch „in den Markt zu bringen“.

Wir freuen uns, nun mit dieser Studie die Ergebnisse eines Sondierungsprozesses vorstellen zu können, den der BEE und seine Spartenverbände über mehrere Monate mit den Partnern der Plattform durchgeführt haben und der unter anderem auf vorausgegangenen Forschungsprojekten der Erneuerbaren-Branche fußt. Das Ergebnis ist ein dreieggliederter Maßnahmenkatalog mit

- Ansätzen, die helfen, bestehende Inflexibilitäten im Markt abzubauen,
- Ansätzen, die den fruchtbaren Boden für eine wettbewerbliche Entwicklung der Flexibilitätsoptionen bereiten, ohne Optionen gegenüber anderen zu bevorzugen und
- Ansätzen, die eine entsprechende Entwicklung flankieren.

Es ist uns und den Studienautoren bewusst, dass dort, wo Wandel vorgeschlagen wird, dieser vorsichtig eingeleitet werden muss, um allen Marktakteuren die Möglichkeit der Partizipation zu geben. Es ist uns aber auch wichtig zu betonen, dass es im Sinne einer kosteneffizienten Transformation nicht funktionieren kann, neben der neuen Energiewelt noch ein zweites grundlastgeprägtes System „mitzuziehen“. Je näher wir aber dem Ziel einer 100-prozentigen Erneuerbaren Stromversorgung kommen, desto stärker werden wir den überschüssigen Strom im Wärmesektor und für die Mobilität einsetzen können, wodurch sich das Gesamtaufkommen an Netznutzungsentgelten, EEG-Umlagebeitrag, Konzessionsabgaben und Stromsteuern auch für die nicht marktangepassten Stromkunden erhöht und entlastend wirken wird.

Flexibilität muss sich in Zukunft rentieren, und Inflexibilität darf sich nicht lohnen. Deswegen ergibt es auch einen leicht erkennbaren Sinn, dass es das Beste ist, die starren Preisbestandteile anzugehen und Preissignale darauf auszurichten: Strom sollte teurer werden, wenn es eine starke oder sehr starke Nachfrage gibt und preiswerter, wenn es eine schwache oder sehr schwache Nachfrage gibt.

Wir möchten uns an dieser Stelle bei den beteiligten Unternehmen und Mitgliedsverbänden sowie bei allen Experten bedanken, die das Projekt mit Rat und Tat, aber auch finanziell unterstützt haben. Dabei möchten wir insbesondere Heinrich Bartelt erwähnen, der als langjähriges Vorstandsmitglied des BEE und des

BWE die produktive Auseinandersetzung mit diesem Thema gefordert und befördert und somit auch einen wesentlichen Verdienst an dieser Studie hat. Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Fritz Brickwedde'.

Dr. Fritz Brickwedde
Bundesverband Erneuerbare Energie

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'H. Albers'.

Hermann Albers
Bundesverband Windenergie

1 Zusammenfassung

Die zur Integration Erneuerbarer Energien in den bestehenden Strommarkt benötigte Flexibilität ist heute bereits in großem Umfang vorhanden. Wie ebenfalls im Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ beschrieben, wird der Einsatz jedoch durch fehlende oder falsch wirkende Regularien behindert. Grund dafür sind die in dieser Studie analysierten Hemmnisse, die eine Aktivierung des Flexibilitätspotenzials im Markt behindern.

Folgende Punkte sind hier anzuführen:

- Die Nachfrager erhalten aufgrund der Tarifstrukturen nur abgeschwächte oder keine aktuellen Signale aus dem Spotmarkt und haben damit nur geringe Möglichkeiten, durch ihr Abnahmeverhalten ihren Preis zu bestimmen.
- Umlagen, Abgaben, Entgelte und Steuern werden auf die Strompreise der Verbraucher addiert und verringern den Einfluss des Marktes auf den Endpreis und damit dessen Signalfunktion.
- Am Spotmarkt sind derzeit nur geringe Preis-spreads zwischen einzelnen Stunden vorzufinden. Marktpreisglättende Regularien unterstützen diese Entwicklung.
- Am Regelleistungsmarkt können aufgrund der auf steuerbare Erzeugungseinheiten abgestimmten Anforderungen kaum neue Technologien integriert werden. Zudem bedingen die Verpflichtungen am Regelleistungsmarkt den Must-Run-Betrieb der Teilnehmer über die gesamte Länge des Regelleistungsprodukts.
- Das Flexibilitätspotenzial theoretisch flexibler Kraftwerke wird nicht ausgenutzt, da die Anreize zur Spotmarktoptimierung eingeschränkt sind. Zum Teil sind jedoch auch technische Beschränkungen aufgrund der Kraftwerkstechnologie oder des Kraftwerkalters Grund für einen inflexiblen Betrieb.

Daraus können Maßnahmen zum Abbau der Hemmnisse entwickelt werden, denen verschiedene Prämissen zugrunde liegen. Zum einen sollte eine möglichst diskriminierungsfreie Förderung definiert werden, da heute nicht abzusehen ist, welche Wege am kostengünstigsten und effektivsten zu beschreiten sind. Als Richtgröße der Wirtschaftlichkeit von Flexibilität dient der Marktpreis. Das von ihm gegebene Signal gilt es zugänglich zu machen, um seine Steuerungswirkung zu entfalten. Dabei ist vor allem das Preissignal aus den Kurzfristmärkten jenes, das die physikalische Erzeugungs- und Nachfragesituation am besten abbildet, weshalb eine Optimierung der Akteure hieran erfolgen sollte. Um einen fundierten Handel in der kurzen Frist zu ermöglichen, sind einige Anpassungen hinsichtlich der Datenbereitstellung und der Handlungsmöglichkeiten vorzunehmen.

Der Abbau von marktbedingten Must-Run-Kapazitäten, die nur sehr eingeschränkt auf den Marktpreis reagieren, ist in diesem Zusammenhang durch weitere Maßnahmen zu erreichen. Das Marktpreissignal für die Nachfrageseite als einen Indikator für Flexibilität zu stärken, ist für eine Flexibilitätserhöhung im System ebenfalls wichtig.

Die in der Studie zu den einzelnen Handlungsfeldern konkret ausformulierten Maßnahmen sind in der nachfolgenden Übersicht zusammenfassend beschrieben:

Um die quantitativen Auswirkungen der weitergehenden Maßnahmen sowie die potenziellen Wechselwirkungen untereinander zu ermitteln, sind im Nachgang weitere wissenschaftliche Untersuchungen notwendig.

Maßnahme

Übermittlung von RLM-Messwerten an den BKV in Echtzeit

Liquidität des Viertelstundenhandels erhöhen

Förderung der Wirtschaftlichkeit von Flexibilität

Regelleistungsmärkte anpassen

Flexibilisierung von Biomasseanlagen

Abbau der Must-Run-Leistung von KWK-Anlagen

Integration von fluktuierendem Strom in Vertriebsportfolios

Gesamtkostenneutrale Dynamisierung der EEG-Umlage

Gesamtkostenneutrale Dynamisierung der Netzentgelte

Details zur Umsetzung

Messdaten an den Versorger übermitteln, damit Bilanzkreisüberblick gegeben und Bilanzausgleich in Echtzeit möglich ist

Alle Marktteilnehmer sollen die Viertelstunde bewirtschaften, damit ein Ausgleich im Markt stattfinden kann. Hierzu Erleichterung des Viertelstundenhandels sowie stärkere Sanktionierung systematischer Abweichungen

Verbesserte Sichtbarkeit von Flexibilitätssignalen vom Spotmarkt an die Teilnehmer, damit Schaffung spotmarktbasierter Finanzierungsmöglichkeiten

Verkürzung der Vorlaufzeit und der Produktlänge, Regelleistungsbereitstellung durch fluktuierend einspeisende Erneuerbare Energien ermöglichen

Weiterentwicklung, Monitoring sowie Stärkung der Flexibilitätsprämie (ggf. Wiedereinführung für Neuanlagen oder Stärkung des Flexibilitätszuschlags)

Förderung des strommarktorientierten Betriebs (z. B. Dynamisierung des KWK-Bonus, Vergütung durch üblichen Preis weiterentwickeln), Entkopplung der Wärmenetzförderung vom KWK-Anteil, z. B. durch ein Herabsetzen der Grenze

Direkte EE-Integration außerhalb des EEG-Vergütungssystems stärken, damit Nachfrage nach Flexibilität steigern, z. B. durch Modelle wie das Grünstrommarktmodell

Umstellung der EEG-Umlage auf ein Flexibilitätssignal, z. B. den Spotmarktpreis

Umstellung der Netznutzungsentgelte auf ein Flexibilitätssignal, welches Erneuerbare Energie integriert und die Netzsituation berücksichtigt. Hierzu sind global und lokal unterschiedliche Signale notwendig.

2 Einleitung und Ziel der Studie

Die in Deutschland stetig voranschreitende Energiewende stellt die Akteure des Energiesystems vor immer neue Herausforderungen. Im Zuge der Umstellung auf eine Versorgung aus fluktuierenden, nur kurzfristig prognostizierbaren Quellen, müssen sich Erzeuger wie Konsumenten rund um die Erneuerbaren Energien neu positionieren: Die bisherige Orientierung des Kraftwerksbetriebs an der Nachfrage weicht einer Ausrichtung an der residualen Last. Auch Nachfrager durchlaufen in Zukunft einen Rollenwechsel. Sie werden als Prosumenten im Energiemarkt aktiv oder beteiligen sich als Ergänzung eines flexiblen Kraftwerksparks durch die Ausrichtung ihrer Verbrauchsmengen an der Erzeugungssituation an der Integration der Erneuerbaren Energien. Allen Beteiligten gemeinsam ist dabei, dass alte, starre Verhaltensmuster zunehmend aufgebrochen werden und einem System Platz machen, in dem die Koordinierung von Erzeugung und Verbrauch in der kurzen Frist stattfindet. Damit ist Flexibilität ein Schlüsselbegriff, der vielfach als Zusammenfassung eines Bündels an Möglichkeiten verstanden wird, um die Produktionsmengen aus Wind- und PV-Anlagen sinnvoll ins Energiesystem zu integrieren.

Auf Erzeuger- und Nachfrageseite existieren dabei verschiedene Technologien, die durch ihren Einsatz Flexibilität ins Energiesystem bringen. In Abbildung 2-1

ist eine entsprechende Einordnung relevanter Flexibilitätsoptionen in den zeitlichen Horizont der Energiewende schematisch dargestellt. Unter diesen gibt es auch eine Gruppe von Flexibilitäten, die zwar technisch verfügbar sind, die aber aus wirtschaftlichen Gründen am Energiemarkt noch nicht teilnehmen können. Dies liegt unter anderem daran, dass sich das Marktdesign im Moment im Umbruch befindet zwischen der „alten“ und der „neuen“ Welt. Teilweise verhindern die herrschenden Marktzugangsbedingungen, teilweise die nicht ausreichenden Marktsignale in Form von Preispitzen oder Preisspreads einen Einsatz.

Das Ziel der vorliegenden Studie in diesem Zusammenhang ist zu untersuchen, welche Weichen im Energiesystem heute gestellt werden müssen, um die Flexibilität der bestehenden Akteure zu erhöhen sowie neue Flexibilitäten in den Markt einzuführen.

Dabei werden zunächst Flexibilitätskonzepte, deren Potenzial sowie Hemmnisse einer heutigen Nutzung betrachtet. Ausgehend von den identifizierten Hemmnissen wird eine Reihe von Möglichkeiten diskutiert, diese abzubauen. Dies sind zum Teil bestehende Fördersysteme, die Weiterentwicklung regulatorischer Rahmenbedingungen und zum Teil Ansatzpunkte zu einer weitergehenden Flexibilitätsförderung.

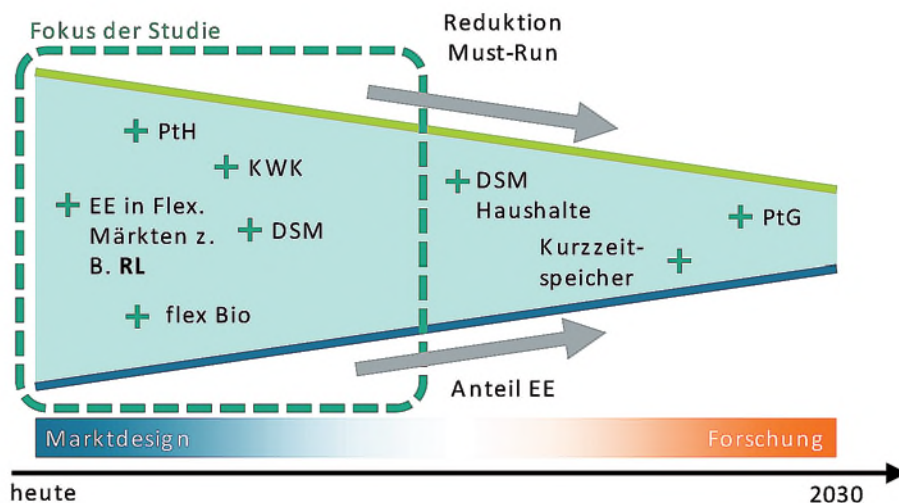


Abbildung 2-1: Flexibilitätsoptionen und ihre zeitliche Nutzung

Um keine Technologie gesondert in den Vordergrund der Flexibilitätsförderung zu stellen, wird in der Folge soweit wie möglich eine technologieoffene Förderung von Flexibilität untersucht. Entsprechend setzen sich die Vorschläge aus verschiedenen, übergreifenden Maßnahmen zusammen, die inhaltlich gruppiert werden. Neben grundlegenden Maßnahmen, die eine Optimierung des Handels zunehmend in die kurze Frist bringen, werden Hemmnisse bedingt durch energiewirtschaftliche Regularien auf Erzeuger- oder Versorgerseite adressiert. Den Schwerpunkt im letzten Paket bildet die Förderung der Flexibilität der Stromnachfrager. So kann ein umfassendes Bild einer Flexibilitätsförderung auf beiden Seiten des Energiesystems aufgezeigt werden.

3 Analyse von Flexibilitätspotenzialen

3.1 Identifikation und Analyse von Flexibilitätsoptionen

Aufbauend auf den Auswertungen von Krzikalla et al. (2013) wurden für die Studie die folgenden Flexibilitätsoptionen ausgewählt:

- Power-to-Gas (Strom zu Wasserstoff/Methan)
- Flexible Kraftwerke (inkl. KWK)
- Kurzzeitspeicher (PSW und Batteriespeicher)
- Flexible Biomasse
- Reduktion des Dargebots an fluktuierend einspeisenden EE
- Power-to-Heat
- Demand Side Management in der Industrie
- Demand Side Management in Haushalten von Endverbrauchern.

Auf virtuelle Kraftwerke wird im Folgenden nicht explizit eingegangen, auch wenn diese durch die Bündelung steuerbarer und fluktuierend einspeisender Anlagen zusätzliche Flexibilitätspotenziale heben können.

Im Folgenden wird eine Analyse der Hemmnisse für den Einsatz der oben genannten Flexibilitätsoptionen durchgeführt. Für jede der Flexibilitätsoptionen wird dargestellt, in welchem Bereich Hemmnisse bei der Einbindung in das derzeitige Energiesystem bestehen. Im Folgenden werden die einzelnen Flexibilitätsoptionen, Potenziale und wesentliche spezifische Hemmnisse kurz erläutert.

Die Hemmnisse zur Integration der Flexibilität sind in sechs Kategorien unterteilt.

- Technische Herausforderungen:
bspw. Mindesterzeugungsleistungen von thermischen Kraftwerken, Speicherdauer bei Batterien,
- Wirtschaftlichkeit bzw. Investitionssicherheit:
Unter derzeitigen Rahmenbedingungen ist ein Flexibilitätseinsatz wirtschaftlich nicht abzubilden

bspw. aufgrund nicht ausreichender Preisunterschiede im Strommarkt,

- Marktzugangsvoraussetzungen und Anpassungsbedarf bestehender Produkte für einen Einsatz:
bspw. Produktlänge zu kurz oder zu lang, Vorlaufzeit unpassend oder Vorhandensein anderer Marktzugangsbarrieren,
- Anforderungen in Gesetzen/rechtliche Regelungen:
regulatorische Aspekte, Förderung eines bestimmten Verhaltens durch ein Bonussystem, welches die Erschließung der Flexibilität verhindert, Verordnungen oder Beschlüsse des Regulators,
- Hemmnisse durch Umlagen, Abgaben, Steuern und Entgelte:
bspw. additive Preisbestandteile in Form der EEG-Umlage und von Netznutzungsentgelten, die die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit einer Option verhindern
- sowie Probleme im Bereich der kurzfristigen Bilanzkreisbewirtschaftung:
Geringe Anreize zum Systemausgleich durch fehlende Durchsetzung der Steuerungswirkung von bestrafenden Elementen, zum Beispiel im Ausgleichsenergiesystem.

Zusätzlich werden die Potenziale für die entsprechende Flexibilitätsoption basierend auf Vorgängerstudien abgeschätzt und in den Kontext der Hemmnisse eingebettet. Die hier angegebenen Potenziale basieren im Wesentlichen auf den in Krzikalla et al. 2013 zusammengestellten Studienergebnissen und ermöglichen einen quantitativen Vergleich der Potenziale von Flexibilitätsoptionen. Bei der tatsächlichen Realisierung dieser Potenziale sind die Rahmenbedingungen für die einzelnen Flexibilitätsoptionen von entscheidender Bedeutung, so z. B. der Stand des EE-Ausbaus, die Erschließungskosten sowie verschiedene Hemmnisse. Die Potenziale sind grafisch in Abbildung 3-1 dargestellt. Positive Werte ergeben

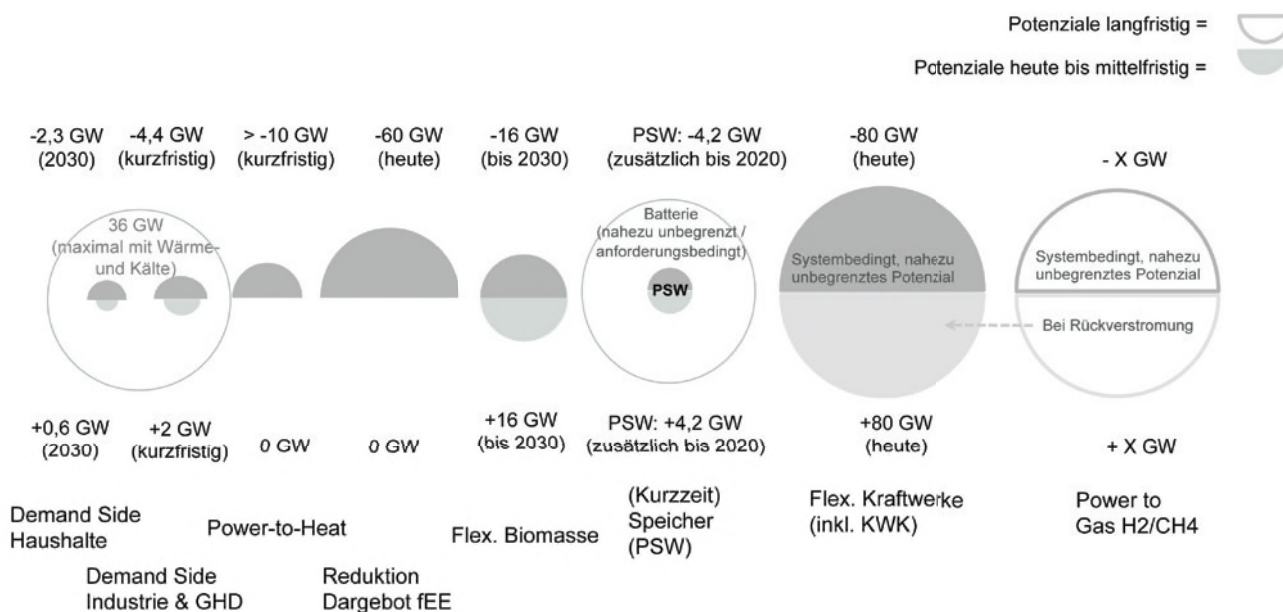


Abbildung 3-1: Potenziale der Flexibilitätsoptionen, eigene Ausarbeitung nach Krzikalla et al. 2013

sich entweder durch eine Bereitstellung von Erzeugungsleistung oder durch eine Reduktion der Nachfrage. Negative Werte beschreiben die Reduktion der Erzeugung oder die Erhöhung der Nachfrage.

Power-to-Gas

Als Power-to-Gas (PtG) wird die Umwandlung von Strom mittels Elektrolyse in Wasserstoff (H₂) und ggf. zusätzlich die Umwandlung in Methan (CH₄) bezeichnet. Beide Energieträger sind im Gegensatz zu Strom, verhältnismäßig einfach und in großen Mengen speicherbar. In Zeiten einer hohen Stromverfügbarkeit kann PtG so genutzt werden, um Strom zu speichern. Zugleich ist eine Rückverstromung des gespeicherten Gases in Kraftwerken möglich. Die Technologie ist zwar verfügbar, bedarf aber noch weiterer Entwicklung. Die Umwandlung zu Wasserstoff bzw. Methan und eine Rückverstromung führen zu erheblichen Wirkungsgradverlusten. Je nach eingesetzten Technologien und Prozessschritten beträgt der Gesamtwirkungsgrad (mit Rückverstromung) nur zwischen 30–45 %. Durch eine Zwischenspeicherung im Erdgasnetz oder anderen Erdgasspeichern ist die Speicherkapazität jedoch nahezu unbegrenzt.

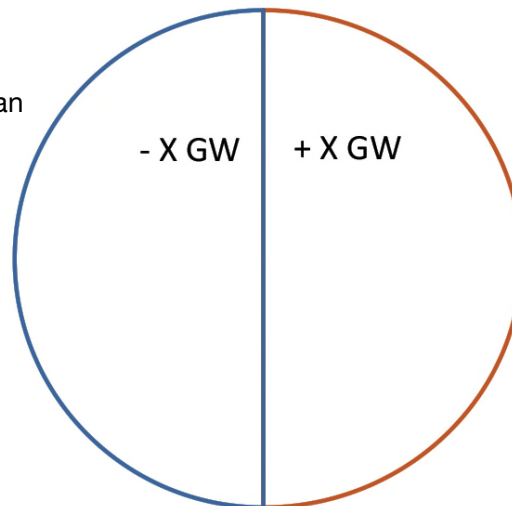
Aus energiesystemtechnischer Sicht ist PtG aufgrund der hohen Investitionskosten und Speicherverluste nur als saisonaler Speicher geeignet, erfüllt dadurch aber langfristig eine Schlüsselrolle auf dem Weg hin zu einer rein regenerativen Strom- bzw. Energieversorgung.

Die Technologie ist aus Gesamtsystemsicht zur Deckung des Langzeitspeicherbedarfs voraussichtlich erst ab einem Anteil der EE-Erzeugung am Stromverbrauch von rund 85 % relevant (Jentsch/Trost 2014). Aus heutiger Sicht ist sie für eine Stromspeicherung zu teuer. Gegebenenfalls kann PtG bereits bei geringeren EE-Anteilen im Bereich der Industrie oder zur Bereitstellung von regenerativen Kraftstoffen genutzt werden. Zusätzlich zu den hohen Investitionskosten stellen die Netzentgelte sowie Steuern, Abgaben und Umlagen auf den Strom ein Hemmnis dar, da diese unter jetzigen Rahmenbedingungen doppelt (sowohl auf den verbrauchten Strom als auch bei der Rückverstromung) anfallen würden. Aufgrund der zukünftigen Bedeutung von PtG ist es wichtig, Hemmnisse abzubauen und gleichzeitig auf eine PtG-Kompatibilität des konventionellen Kraftwerkzubaues zu achten. Kompatibel in diesem Sinne sind insbesondere flexible Erdgaskraftwerke.

Power-to-Gas H₂/CH₄

■ weniger relevant
■ ausgeprägte Hemmnisse

- ✓ Energiesystemtechnisch erst langfristig relevant
- ✓ Einziger saisonaler Speicher über Gasnetz neben Biomethan
- ✓ Niedriger Wirkungsgrad und entsprechend hohe Kosten
- ✓ Potenzial unbegrenzt (anforderungsbedingt)
- ✓ Rückverstromungskapazität für positive Leistung notwendig



- Technische Herausforderung
- Anforderungen in Gesetzen
- Falsche Produkte am Markt / Marktregeln
- Fehlende Wirtschaftlichkeit
- Geringe Anreize zum kurzfristigen BK-Ausgleich
- Umlagen / Abgaben / Steuern / Netzentgelte

3

Lösungsansätze

Forschung und Entwicklung

Einsatz in Nischenanwendungen

Abbildung 3-2: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – Power-to-Gas

Flexible Kraftwerke inklusive Kraft-Wärme-Kopplung

Flexible Kraftwerke stellen die klassische Methode zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage dar. In Zukunft wird eine Anpassung des Kraftwerksparks an die fluktuierende Erzeugung der Erneuerbaren Energien immer relevanter. Hierzu zählen das schnelle und kostengünstige An- und Abfahren von Kraftwerken, die Erbringung hoher Leistungsgradienten und niedrige Mindesterzeugungsleistungen sowie hohe Teillastwirkungsgrade. Moderne Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) und Gasturbinen sind hierbei zum Ausgleich der Erneuerbaren Energien technisch besonders gut geeignet. Ohne weitere Kraftwerkszubaute oder Retrofit-Maßnahmen sinkt die regelbare Kraftwerksleistung von heute 87 GW auf 65 GW in 2020 und 32,5 GW in 2030 (Krzikalla et al. 2013). Da

der Bedarf an gesicherter und regelbarer Kraftwerksleistung voraussichtlich in 2030 über diesem Wert liegen wird, ist ein weiterer Kraftwerkszubaute notwendig, der von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen gesteuert wird. Diese Rahmenbedingungen umfassen insbesondere die Bedarfsentwicklung unter Berücksichtigung der gesicherten Leistung durch Erneuerbare Energien und die Entwicklung der europäischen Integration und des Netzausbaus.

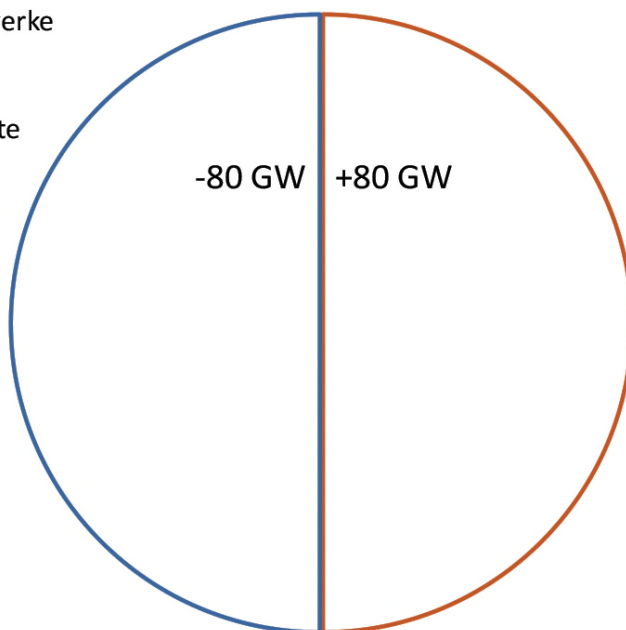
Das Laständerungspotenzial des Gesamtsystems hängt zu jedem Zeitpunkt von der Struktur der am Netz befindlichen Kraftwerksleistung ab. Diese determiniert die Möglichkeit und Geschwindigkeit weiterer zu- bzw. abschaltbarer Kraftwerke sowie die Höhe der Lastgradienten der bereits laufenden Kraftwerke. Das Potenzial dieser Flexibilitätsoption wird entscheidend durch die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksneubaute

Flexible Kraftwerke (inkl. KWK)

■ weniger relevant
■ ausgeprägte Hemmnisse

3

- ✓ Potenzial abhängig von Sterbelinie der Kraftwerke und Neubauten
- ✓ Bei KWK stromgeführte Fahrweise wichtig
- ✓ Potenzial systembedingt
- ✓ Derzeit Überkapazitäten



- Technische Herausforderung
- Anforderungen in Gesetzen
- Falsche Produkte am Markt / Marktregeln
- Fehlende Wirtschaftlichkeit
- Geringe Anreize zum kurzfristigen BK-Ausgleich
- Umlagen / Abgaben / Steuern / Netzentgelte

Lösungsansätze

Peak Load Pricing

Honorierung der Leistungsbereitstellung

Abbildung 3-3: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – flexible Kraftwerke (inkl. KWK)

begrenzt. Das Potenzial ist somit stark von der Entwicklung des Gesamtsystems abhängig. Krzikalla et al. (2013) geben auf Basis der Sterbelinie des heutigen Kraftwerksparks und der Differenz aus Maximal- und Mindestleistung ein kumuliertes Laständerungspotenzial von 32 GW für 2013, 23,5 GW in 2020 und 14,4 GW in 2030 an. Dieses maximal erzielbare Flexibilitätspotenzial ist jedoch nur zeitlich begrenzt abrufbar. So weist der Kraftwerkspark Erzeugungsgradienten zwischen 21,9 GW pro 15 Minuten (2020) und 13,8 GW pro 15 Minuten (2030) auf. Hemmnisse bei der Nutzung dieser klassischen Flexibilitätsoptionen sind eine zu geringe Honorierung der Leistungsbereitstellung durch zu geringe Preise am Großhandelsmarkt (bei der KWK in Kombination mit der KWK-Förderung). Dies kann zudem zu Verzögerungen bei notwendigen Neuinvestitionen bzw. Retrofit-Maßnahmen

zur Erhöhung der Flexibilität führen. Darüber hinaus führt der auf absehbare Zeit niedrige CO₂-Preis dazu, dass der Einsatz von flexiblen Gaskraftwerken im Vergleich zu Kraftwerken mit höheren CO₂-Emissionen eingeschränkt wird.

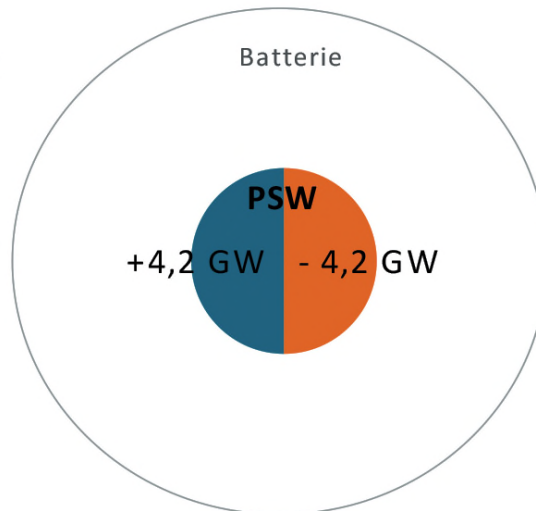
Kurzzeitspeicher

Kurzzeitspeicher speichern Strom über einen Zeitraum von mehreren Stunden bis Tagen und werden in der Regel dazu mit kurzen Speicherzyklen betrieben, so dass Strom in Zeiten hoher Verfügbarkeit bzw. niedriger Kosten (z. B. nachts oder bei hoher EE-Einspeisung) eingespeichert wird und in Zeiten niedriger Verfügbarkeit bzw. hoher Kosten (Tagesspitzen, niedrige EE-Einspeisung) ausgespeichert wird. Darunter sind vor allem

Kurzzeitspeicher

☐ weniger relevant
☑ ausgeprägte Hemmnisse

- ✓ Batteriepotenzial anforderungsbedingt entwickeln (energiesystemtechnisch erst langfristig relevant)
- ✓ PSW-Potenziale wirtschaftlich schwer umsetzbar, trotzdem am kostengünstigsten



- Technische Herausforderung
- Anforderungen in Gesetzen
- Falsche Produkte am Markt / Marktregeln
- Fehlende Wirtschaftlichkeit
- Geringe Anreize zum kurzfristigen BK-Ausgleich
- Umlagen / Abgaben / Steuern / Netzentgelte

Lösungsansätze

Dynamische EEG-Umlage, Befreiung von Umlagen und Entgelten

Forschung und Entwicklung bei Batteriespeichern

Höhere Spreads am Strommarkt

Abbildung 3-4: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – Kurzzeitspeicher

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) und Batteriespeicher, aber auch Druckluftspeicher zu verstehen. PSW verfügen heute als etablierte Technologie über ein Potenzial von rund 6,5 GW. Bei den PSW bestehen eine Vielzahl an Projektplanungen (etwa 4,2 GW befinden sich derzeit in einem laufenden oder abgeschlossenen Genehmigungsverfahren, siehe Krzikalla et al. 2013 sowie weitere Potenzialstudien. Die Projekte lassen sich aber derzeit nicht wirtschaftlich umsetzen. Daneben existiert ein Druckluftspeicher in Huntorf mit 320 MW Leistung. Batteriespeicher werden derzeit aus technologischen und wirtschaftlichen Gründen nur in der Regelleistung und in sehr geringem Umfang genutzt. Theoretisch ließen sich jedoch hohe Leistungen realisieren. Hemmnisse für die Nutzung sind demgegenüber die hohen Kosten und technologischen Barrieren (geringe Leistungen, Speicherkapazität, Zyklenzahl, Ladezeiten).

Hierbei sind die Hemmnisse je nach Batterieart unterschiedlich stark ausgeprägt. Bei Druckluftspeichern muss die Druckluft in entsprechenden Kavernen zwischengelagert werden – zudem weist die Technologie einen schlechten Wirkungsgrad und ebenfalls hohe Kosten auf.

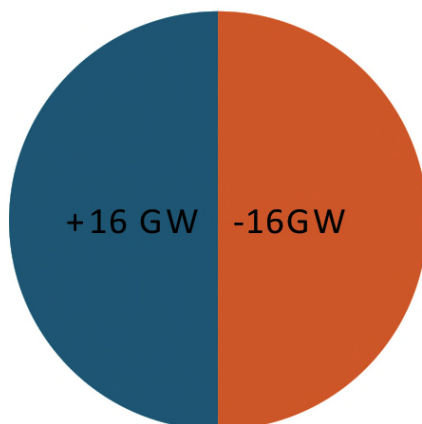
Weitere Hemmnisse, die alle Kurzzeitspeicher betreffen, sind neben den hohen Investitionskosten, die geringen kurzfristigen Preisunterschiede (Spreads) am Markt sowie die Zahlung von Stromsteuer (bei Batteriespeichern und Druckluft) und Netzentgelten auf den Strombezug.

Flexible Biomasse

■ weniger relevant
 ■ ausgeprägte Hemmnisse

3

- ✓ Potenzial überwiegend bei Biogas und Biomethan
- ✓ Wärmespeicher notwendig oder Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz
- ✓ Potenzialangabe bis 2030 für den Anlagenbestand
- ✓ Zusätzliches Potenzial durch die Erschließung neuer Standorte und Neuanlagen möglich



- Technische Herausforderung
- Anforderungen in Gesetzen
- Falsche Produkte am Markt / Marktregeln
- Fehlende Wirtschaftlichkeit
- Geringe Anreize zum kurzfristigen BK-Ausgleich
- Umlagen / Abgaben / Steuern / Netzentgelte

Lösungsansätze

Flexprämie stärken (Neuanlagen), Zubaudeckel anpassen, Neuanlagendefinition EEG

Peak Load Pricing, Honorierung der Leistungsbereitstellung

Abbildung 3-5: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – flexible Biomasse

Flexible Biomasse

Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse haben die Möglichkeit wie konventionelle Kraftwerke bedarfsgerecht zu produzieren. Insbesondere Biogas- und Biomethananlagen eignen sich grundsätzlich für einen flexiblen Betrieb. Bedingt durch die Ausgestaltung der Förderbedingungen sind die meisten Anlagen jedoch auf eine Grundlastfahrweise ausgerichtet und produzieren somit unabhängig von der Angebots- und Nachfragesituation Strom. Eine Erhöhung der elektrischen Leistung der Anlage ggf. in Kombination mit der Errichtung eines Gasspeichers ermöglicht den Biomasseanlagen, die gleiche jährliche Strommenge bedarfsgerecht einzuspeisen. Da Biomasseanlagen in der Regel durch Kraft-Wärme-Kopplung ebenso Wärme wie Strom bereitstellen, muss die Abnahme der produzierten Wärme bzw. die Versorgung der entsprechenden Wärmesenke gewährleistet bleiben und ggf. ein Wärmespeicher

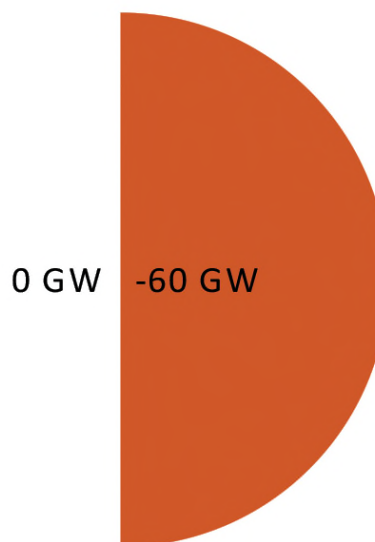
installiert werden. Das Flexibilitätspotenzial insgesamt ist mit bis zu 20 GW positiver als auch negativer Leistung sehr hoch (Krzikalla et al. 2013).

Hemmnisse im Bereich der Flexibilisierung ergeben sich vor allem durch die zusätzlich notwendigen Investitionen in die Erweiterung der Anlage (zusätzliche BHKW-Leistung, Wärme- und Gasspeicher), die sich derzeit nicht allein durch die Spreads am Strommarkt und eine geänderte Fahrweise refinanzieren lassen. Das EEG sieht eine Förderung der Flexibilisierung (Flexibilitätsprämie/-zuschlag, siehe Kapitel 3.2) vor. Biomasseanlagen basierend auf fester Biomasse sind dabei jedoch nicht eingeschlossen, was ein weiteres Hemmnis darstellt. Darüber hinaus existieren im Rahmen der Förderung Unklarheiten, die Investitionsunsicherheit verursachen können (siehe Kapitel 3.2).

Reduktion Dargebot fluktuierende EE

■ weniger relevant
■ ausgeprägte Hemmnisse

- ✓ Ökologisch nachteilig (letzte Option nach allen anderen Flexoptionen)
- ✓ Nur Abschaltung möglich (negative Leistung)
- ✓ Bei gedrosselter Fahrweise positive Leistung möglich
- ✓ Potenzial entspricht der aktuellen Einspeisung der Anlagen
- ✓ Installiertes Leistungspotenzial > 60 GW



- Technische Herausforderung
- Anforderungen in Gesetzen
- Falsche Produkte am Markt / Marktregeln
- Fehlende Wirtschaftlichkeit
- Geringe Anreize zum kurzfristigen BK-Ausgleich
- Umlagen / Abgaben / Steuern / Netzentgelte

3

Lösungsansätze

Wirtschaftliche Nutzung nicht möglich (Vorschläge Nutzungskonzepte)

Anpassungen der Marktbedingungen im Regelleistungsmarkt

Abbildung 3-6: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – Reduktion Dargebot fluktuierend einspeisender EE

Reduktion Dargebot fluktuierender Erzeuger

Die Reduktion des Dargebots an fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien stellt eine angebotsseitige Flexibilitätsoption dar. Diese sowie die Abregelung von KWK-Anlagen wird heute durch das Einspeisemanagement im Falle von Netzengpässen veranlasst sofern keine sonstige, konventionelle Erzeugung eingeschränkt werden kann (siehe auch Kapitel 3.2). Somit stellt diese Flexibilitätsoption negative Leistung bereit – allerdings nur durch eine Einschränkung der EE-Erzeugung. Das Einspeisemanagement stellt somit eine Notfallmaßnahme dar, die zum Einsatz kommt, wenn keine anderen Flexibilitätsoptionen kosteneffizient eingesetzt werden können.

Unabhängig von der Funktion des derzeitigen Einspeisemanagements kann mittel- bis langfristig die Einspeiseleistung der Erneuerbaren Energien reduziert werden, um flexible negative Leistung bereitzustellen. Hierfür sind jedoch umfangreiche Änderungen in Gesetzen und Marktbedingungen notwendig (siehe Kapitel 6.1).

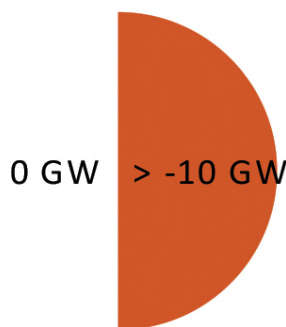
Power-to-Heat

Unter Power-to-Heat (PtH) wird die Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung in einem bivalenten System verstanden. Als bivalente Systeme gelten Wärmesysteme, die neben der Stromnutzung für die Wärmeerzeugung noch eine weitere Energiequelle zur Verfügung haben, damit die Stromnachfrage nicht notwendigerweise in

Power-to-Heat

3

- ✓ Potenzial kurzfristig realisierbar
- ✓ Nur negative Leistung (Lastbezug) möglich
- ✓ Unbegrenzte Bezugsdauer (abhängig vom Wärmebedarf)
- ✓ Refinanzierung teilweise bereits heute über Regelleistung



weniger relevant
 ausgeprägte Hemmnisse

- Technische Herausforderung
- Anforderungen in Gesetzen
- Falsche Produkte am Markt / Marktregeln
- Fehlende Wirtschaftlichkeit
- Geringe Anreize zum kurzfristigen BK-Ausgleich
- Umlagen / Abgaben / Steuern / Netzentgelte

Lösungsansätze

- Netznutzungsentgelte flexibler gestalten (§ StromNEV 19)
- Änderung Bedingungen Regelleistung durch BNetzA / Flexibilität mit Marktregeln matchen
- Reduzierung von Netzentgelten bei Engpässen
- Alternative Nutzungsmöglichkeiten von Strom beim Netzengpass ermöglichen

Abbildung 3-7: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – Power-to-Heat

Zeiten eines geringen Angebots erhöht wird. Ein Beispiel hierfür ist der Einsatz von Elektroheizkesseln oder Großwärmepumpen in der Fernwärme.

PtH kann lediglich (überschüssige) Stromerzeugung aufnehmen (Erhöhung des Verbrauchs), aber keine zusätzliche Erzeugung für das Stromsystem bereitstellen. Das Potenzial für PtH hängt von der Verfügbarkeit des Überschussstroms und der (saisonalen) Wärmenachfrage in relevanten Wärmesenken vor allem in der Fernwärme ab. In Krzikalla et al. 2013 wird ein Potenzial von 11,7 GW (negative Leistung) genannt. Neben einem rein strommarktbasieren Einsatz, ist auch die Nutzung von PtH bei Netzengpässen möglich, insofern die technischen Voraussetzungen erfüllt sind (räumliches Aufeinandertreffen der Erzeugungs- und PtH-Anlagen sowie der Wärmesenke, Netzengpass ist PtH nachgelagert). In Spezialfäl-

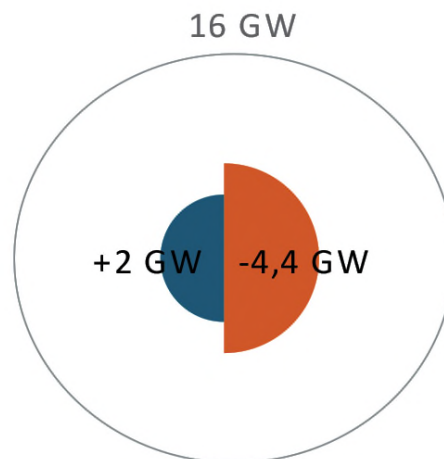
len kann zudem ein Einsatz von PtH zur Vermeidung des Netzausbaus wirtschaftlich sein.

Das wirtschaftliche Potenzial für PtH hängt im Wesentlichen von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Ein Hemmnis stellen hierbei die staatlich induzierten Strompreisbestandteile dar (EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelte), die derzeit einen Strombezug für PtH selbst bei negativen Preisen unterbinden. Im Bereich der Regelenergie können PtH-Anlagen jedoch bereits wirtschaftlich betrieben werden und die konventionelle Must-Run-Erzeugung senken. Im Bereich der Netzengpässe existieren derzeit keinerlei Rahmenbedingungen für eine effiziente Nutzung von abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien – die Wirtschaftlichkeit ist hierbei auch aufgrund der geringen abgeregelten EE-Mengen heute und auf absehbare Zeit sowie je nach Entwicklung des Netzausbaus nicht hinreichend für eine Investition. Zudem kann PtH

Demand Side Industrie und GHD

☐ weniger relevant
☑ ausgeprägte Hemmnisse

- ✓ Kurzfristig und kostengünstiges Potenzial vorhanden
- ✓ Höheres Potenzial für Abschaltungen im Minutenbereich (hohe Kosten)
- ✓ Heute bereits bereitgestellt: 500 MW positive und 125 MW negative Regelleistung
- ✓ Maximales Potenzial liegt bei etwa 16 GW (inkl. Wärme- und Kälteanwendungen)



- ☐ Technische Herausforderung
- ☐ Anforderungen in Gesetzen
- ☑ Falsche Produkte am Markt / Marktregeln
- ☑ Fehlende Wirtschaftlichkeit
- ☐ Geringe Anreize zum kurzfristigen BK-Ausgleich
- ☑ Umlagen / Abgaben / Steuern / Netzentgelte

3

Lösungsansätze

Netznutzungsentgelte flexibler gestalten (§ StromNEV 19)

Änderung Bedingungen Regelleistung durch BNetzA / Flexibilität mit Marktregeln matchen

Maßnahmen zur Steigerung der Preisvolatilität

Abbildung 3-8: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – Demand Side Management Industrie und GHD

je nach Art des genutzten Stroms und je nach eingesetzter Technologie ökologisch nachteilig gegenüber der Wärmeerzeugung aus Erdgas-Heizkesseln oder hocheffizienter KWK sein (Beispiel: derzeitiger EE-Mix und Elektroheizkessel). PtH sollte daher insbesondere den Anteil an EE-Strom nutzen, der sonst abgeregelt würde (Gerhardt et al. 2014).



kann die konventionelle Must-Run-Erzeugung reduzieren. Bei der Lastverlagerung wird der Stromverbrauch industrieller Prozesse und Anwendungen auf Zeitpunkte mit hoher Stromverfügbarkeit und niedrigen Preisen vorgezogen oder verschoben. Das DSM-Potenzial in der Industrie beträgt schätzungsweise 2 GW abschaltbare Leistung und 4,4 GW zuschaltbare Leistung (VDE 2012, DENA 2010, Krzikalla et al. 2013).

Demand Side Management – Industrie und GHD

Beim DSM reagieren Stromverbraucher durch Anpassung ihrer Last auf Flexibilitätseingpässe und Preissignale im Energiesystem. So können beispielsweise Regelleistung bereitgestellt und Lasten verlagert werden. Der Einsatz im Bereich Regelleistung beschränkt sich im Wesentlichen auf negative Regelleistung und

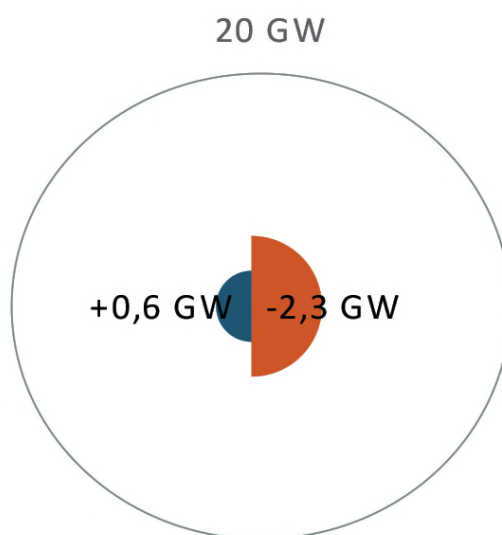
Bezüglich der Lastverschiebungspotenziale besteht eine hohe Unsicherheit. Klobasa kommt zu deutlich höheren Lastverschiebungspotenzialen im Sektor Industrie und im Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistung. Dies beinhaltet Prozesse wie die Chlor-Alkali-Elektrolyse bis hin zur Klimatisierung. Die Verfügbarkeit der Potenziale zeigt eine hohe tageszeitliche und saisonale Abhängigkeit auf. Wärme- und Kältean-

Demand Side Haushalte

 weniger relevant
 ausgeprägte Hemmnisse

3

- ✓ Zeitgleiches Potenzial +0,6 und -2,3 (ohne Wärmepumpen)
- ✓ Technische Anbindung und Steuerung der Geräte notwendig
- ✓ Sehr hohes Potenzial (20 GW) inklusive Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen



-  Technische Herausforderungen
-  Anforderungen in Gesetzen
-  Falsche Produkte am Markt / Marktregeln
-  Fehlende Wirtschaftlichkeit
-  Geringe Anreize zum kurzfristigen BK-Ausgleich
-  Umlagen / Abgaben / Steuern / Netzentgelte

Lösungsansätze

Smart-Meter Roll-Out / DSM-fähige Haushaltgeräte

Förderung von Smart-Metern und smarter Infrastruktur

Zeitvariable Tarife, Smart Markets & Aggregatoren

Mehrpreissystem für Endkunden

Abbildung 3-9: Potenziale, Hemmnisse und Lösungsansätze – Demand Side Management Haushalte

wendungen sind im hohen Maße von der Außentemperatur abhängig, weshalb eine Unterscheidung der Potenziale zwischen Sommer- und Wintermonaten sinnvoll ist. In Summe kommt Klobasa zu dem Schluss, dass maximal 16 GW an verschiebbarer Leistung zur Verfügung stehen, worauf ca. 10 GW auf die Klimatisierung entfallen (Klobasa 2009).

Das Kernproblem bei der Umsetzung in diesem Bereich ist die fehlende Wirtschaftlichkeit für viele Anwendungen – insbesondere bei DSM, bei dem Produktionsausfälle oder deutliche Verzögerungen in der Produktion auftreten. Teilweise sind die Maßnahmen jedoch heute schon kosteneffizient erschließbar (10 – 20 EUR/MWh, Krzikalla et al. 2013). Grundsätzlich sind die Preisdifferenzen zwischen einzelnen Stunden

den derzeit aber zu gering, um einen ausreichenden Anreiz für Lastverlagerung darzustellen. Aus Prioritätensicht besteht dieses Problem insbesondere bei Industrieverbrauchern, die nicht von reduzierten Netzentgelten oder Umlagen profitieren, da mögliche Preisdifferenzen zwischen einzelnen Stunden auf dem Großhandelsmarkt relativ gesehen zum Gesamtstrompreis (inkl. aller weiteren Strompreisbestandteile) sehr gering sind. Ein optimierter Einkauf von Strom am Großhandelsmarkt ist daher relativ uninteressant. Ein wesentliches Hemmnis im Bereich der Regelleistung ist, dass aufgrund der Teilnahmebedingungen (insbesondere die Produktlängen und Mindestleistungen) ein Großteil des DSM-Potenzials nicht ausgeschöpft werden kann, obwohl die technischen Voraussetzungen dazu gegeben sind.

Demand Side Management – Haushalte

Das Konzept des DSM in Haushalten ist ähnlich wie in der Industrie – der Nachteil ist jedoch, dass die steuerbaren Verbrauchslasten (z. B. elektronische Haushaltsgeräte wie Waschmaschinen, Kühl- und Gefriergeräte und insbesondere Heizungs- und Wärmepumpen) deutlich geringere Leistungen aufweisen. Um Lastverlagerungen zu ermöglichen, ist eine intelligente Vernetzung einer Großzahl an steuerbaren Geräten notwendig. Eine Potenzialbewertung ist vor dem Hintergrund der vielfältigen Anforderungen an DSM in Haushalten komplex und mit deutlichen Unsicherheiten behaftet. Je nach Studie und Entwicklungsszenario wird das Potenzial zudem sehr unterschiedlich eingeschätzt. Das negative Potenzial hängt insbesondere vom Ausbau der Wärmepumpen und dem davon tatsächlich nutzbaren Potenzial ab. In Krzikalla et al. 2013 wird ein Potenzial ohne Wärmepumpen in Höhe von 0,6 GW positiver und 2,3 GW negativer Leistung genannt. Das zusätzliche Wärmepumpenpotenzial beträgt 0,45 GW positive und -2,2 GW negative Leistung.

Wie im Industrie-/GHD-Sektor kommt Klobasa auch im Haushaltsbereich auf höhere Lastverschiebungspotenziale. Ganzjährig sind dies ca. 1,4 GW für normale Haushaltsanwendungen, in Kombination mit Speichern steigt diese Zahl auf ca. 2,7 GW. Im Haushaltsbereich überwiegen die saisonalen Potenziale hauptsächlich im Winter, welche sich durch Nachtspeicher und Wärmepumpen zusammensetzen. Diese können sich bei niedrigen Außentemperaturen auf ca. 17 GW steigern. Mit intelligenter Steuerung ist das tatsächliche Erschließungspotenzial sehr hoch, da die Anwendungen technisch einfach adressiert werden können.

Aus technischer Sicht sind die hohen Anforderungen zur Umsetzung das Hauptproblem zur Einführung von DSM in Haushalten (notwendiger Roll-Out von Smart-Metern, Nutzung DSM-fähiger Geräte in den Haushalten, intelligentes Pooling und Steuerung). Aus wirtschaftlicher Sicht sind die hohen Kosten für eine flächendeckende Nutzung von Smart-Metern proble-

matisch. Hinzu kommt, dass mangels entsprechender zeitvariabler Endkumentarife derzeit kein Anreizsystem für Lastverlagerung existiert (Ausnahme: Wärmepumpentarife). Zusätzlich ist die Aggregation von Anlagen mit sehr kleinen Leistungen eine aufwendige und kostenintensive Aufgabe.

Zusammenfassung und Bewertung wesentlicher Hemmnisbereiche bei den Flexibilitätsoptionen

Betrachtet man alle Flexibilitätsoptionen gemeinsam, so wird deutlich, dass die mangelnde Wirtschaftlichkeit das übergeordnete Problem für einen Einsatz von zusätzlicher Flexibilität darstellt. Hierbei sind insbesondere die geringen zeitlichen Preisunterschiede am Strommarkt nachteilig, aufgrund derer eine Verlagerung von Lasten oder der Einsatz von Speichern nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Zudem wird das Preissignal für Endverbraucher nicht nur durch die Preisunterschiede am Spotmarkt, sondern auch durch die weiteren Abgaben, Steuern, Netzentgelte und Umlagen beeinflusst. Die Preisunterschiede am Spotmarkt stellen damit nicht die alleinige Wirkung auf die Steuerung der Verbraucherlast dar. Ein weiteres Problemfeld liegt in den bestehenden Rahmenbedingungen der vorhandenen Märkte, wobei hier im Wesentlichen der Regelleistungsmarkt mit vorgegebenen Produktlängen und Angebotszeiträumen zu nennen ist. Die Anbietervielfalt kann hier durch geeignete Anpassungen erhöht werden (siehe Kapitel 6.1). Technische Herausforderungen erscheinen weniger relevant, spiegeln sich jedoch in den hohen Kosten der Flexibilitätsoptionen wider. Die Verbesserung technologischer Eigenschaften der Flexibilitätsoptionen durch fortschreitende Lerneffekte kann jedoch dazu beitragen, diese in den Markt zu bringen.

Im Sinne einer beschleunigten Ausnutzung der Flexibilitätsoptionen sollten zukünftig bestehende Hemmnisse abgebaut werden. Im Bereich der Kurzzeitspeicher, der Power-to-Gas-Technologie und DSM in Haushalten bestehen derzeit deutlichere Hemmnisse als bei den anderen Flexibilitätsoptionen – jedoch ist

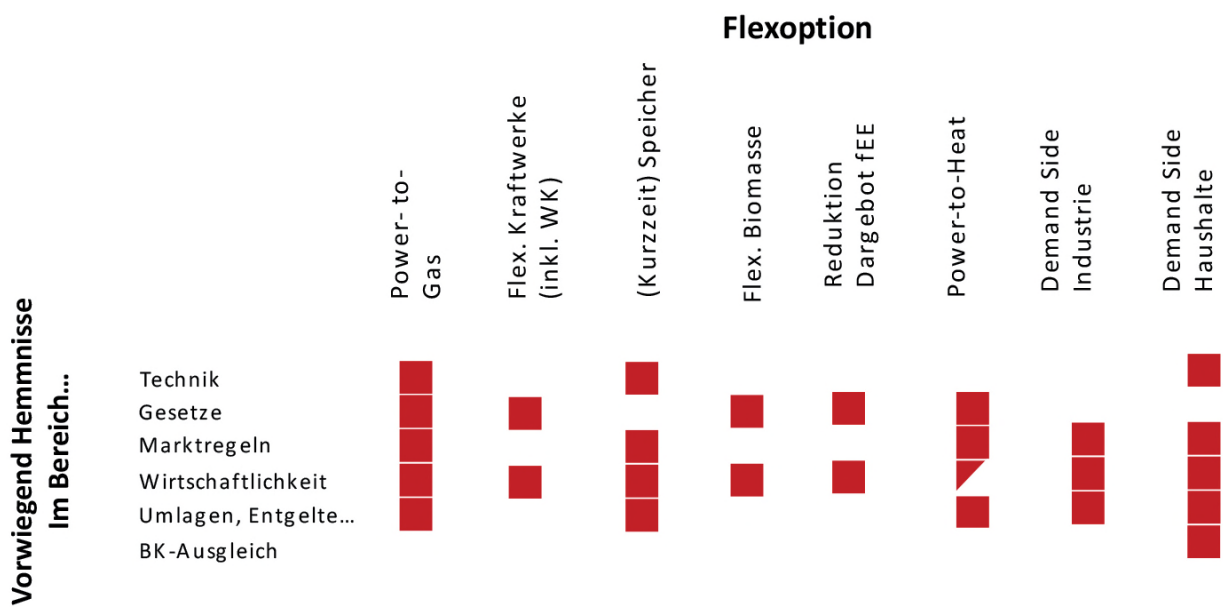


Abbildung 3-10: Matrix wesentlicher Hemmnisbereiche bei den Flexibilitätsoptionen

deren Einsatz energiesystemtechnisch erst zu einem späteren Zeitpunkt bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien notwendig, so dass ausreichend Zeit bleibt, Lösungen dafür zu entwickeln (Pape et al. 2014). Bei Power-to-Heat bestehen zwar in vielen unterschiedlichen Bereichen Hemmnisse, die einen Einsatz erschweren, trotzdem werden derzeit bereits Anlagen über eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt realisiert und finanziert. Die vorliegende Studie fokussiert die insgesamt relevantesten unter den möglichen Hemmnissen. Eine vollumfängliche Bewertung jeder einzelnen Flexibilitätsoption allein auf Basis der Hemmnismatrix ist daher nicht möglich. Dennoch ist davon auszugehen, dass die Potenziale der flexiblen Biomasse, flexibler Kraftwerke (inkl. KWK) und deren wärmegeführte Betriebsweise sowie DSM in der Industrie zunächst mit Priorität genutzt werden sollte. Das Einspeisemanagement sollte nur als letzte Option eingesetzt werden, wenn keine weitere Flexibilität im System zur Verfügung steht, da hier emissionsfreier Strom mit kurzfristigen Grenzkosten nahe Null abgeregelt wird.

3.2 Identifikation und Analyse bestehender Flexibilitätsmechanismen

Derzeitig besteht eine Vielzahl an Mechanismen, die u. a. einen Einfluss auf den Anreiz zur Bereitstellung von Flexibilität im Energiesystem erzeugen. Auch wenn die Wirkung auf die Flexibilität z. T. nur einen Nebeneffekt einzelner Instrumente darstellt, werden diese im Folgenden einheitlich als „Flexibilitätsmechanismus“ bezeichnet (Beispiel: Förderung der KWK-Erzeugung durch Eigenverbrauchsregelungen). Diese Instrumente sollten für eine erfolgreiche Erhöhung der Flexibilität angepasst bzw. erweitert werden.

Im Folgenden werden diese Mechanismen zunächst aufgelistet. Es wird dargestellt, welche Wirkung sie auf die Flexibilität der Erzeugung oder des Verbrauchs haben und welche Flexibilitätsoptionen dadurch adressiert werden:

Direktvermarktung

Wirkung

Die Direktvermarktung bewirkt die Abschaltung der durch die Marktprämie geförderten Erneuerbaren Energien bei stark negativen Preisen in Höhe der negativen Marktprämie oder anhaltenden Niedrigpreisphasen (negative Preise in mindestens sechs zusammenhängenden Stunden). Zudem besteht ein Anreiz, verstärkt Strom in Zeiten hoher Marktpreise einzuspeisen. Bei fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien, die nicht in der Lage sind, ihre Produktion beliebig zu steuern, können durch eine optimierte Anlagenkonfiguration höhere Marktpreise erzielt werden (Ost-West-Ausrichtung bei der PV, hohes Rotor-Generatorverhältnis bei der Windenergie). Zudem werden die Vermarktung und Prognose der Erneuerbaren Energien durch Marktakteure ermöglicht (Direktvermarkter) und damit die Integration im Rahmen des Bilanzkreismanagements verbessert.

Adressiert

Flexible Biomasse, (fluktuierend einspeisende) Erneuerbare Energien

Flexibilitätszuschlag / Flexibilitätsprämie

Wirkung

Die Flexibilitätsprämie fördert einen flexiblen Anlagenbetrieb von Biogas- und Biomethananlagen im Anlagenbestand. Durch die Förderung können ein bedarfsge rechter Einsatz der Biomasse und eine Stromerzeugung in Zeiten hoher Marktpreise, wenn die Nachfrage im Gesamtsystem hoch ist, erfolgen. Die erzielbaren Mehrerlöse im Vergleich zur normalen Förderung tragen zur Refinanzierung der für den flexiblen Betrieb notwendigen Errichtung zusätzlicher BHKW-Kapazitäten und ggf. notwendiger Gas- oder Wärmespeicher bei. Der Flexibilitätszuschlag ersetzt die Flexibilitätsprämie für Neuanlagen durch einen leistungsspezifischen Zuschlag in Höhe von 40 EUR/MW pro Jahr für einen Zeitraum von 20 Jahren. Damit soll ebenfalls ein flexibler und nachfrageorientierter Einsatz der Anlagen erreicht werden.

Adressiert

Flexible Biomasse (Biogas- und Biomethan)

Eigenstromverbrauch (mit KWK)

Wirkung

Die Möglichkeit des geförderten Eigenstromverbrauchs erhöht bei den Akteuren den Anreiz, weniger Strom vom Markt zu beziehen und Strom unabhängig von der Gesamtsituation im Energiesystem (hohe/niedrige Einspeisung aus Erneuerbaren Energien) selbst zu produzieren. In Zeiten, in denen ein Strombezug aus dem Markt aus Gesamtsystemsicht sinnvoller ist, sollte Eigenverbrauch keine Bevorteilung erhalten. In Zeiten, in denen sich der Eigenstromverbrauch systemdienlich verhält, ist eine Privilegierung sinnvoll, insbesondere dann, wenn dieser ökologisch effizienter ist, wie. z. B. bei hocheffizienter KWK oder Erneuerbaren Energien. Durch die Aufhebung der Privilegierung von Eigenstromverbrauch würde eine stärkere Marktintegration erreicht. Aus ökologischer Sicht ist die Förderung des Eigenverbrauchs von Strom aus effizienter KWK oder Erneuerbaren Energien grundsätzlich sinnvoll, da zusätzliche Investitionen angereizt werden. Jedoch müssen die Rahmenbedingungen für eine Strommarktorientierung zur Integration der fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien gelegt werden, damit diese KWK-Anlagen keine zusätzlichen Must-Run-Kapazitäten darstellen.

Adressiert

Flexible Biomasse und flexible KWK-Kraftwerke

Einspeisemanagement

Wirkung

Das Einspeisemanagement ermöglicht die Abregelung von Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen (> 100 kW) im Fall eines Netzengpasses bei größtmöglicher Abnahme des EE- und KWK-Stroms. Dies erhöht die Flexibilität auf der Angebotsseite. Das Instrument kann aufgrund der nachteiligen ökologischen Wirkung nur zu geringen Energieanteilen (max. 3 %) und das nur

in EE-dominierten Regionen dauerhaft sinnvoll sein, um einen Netzausbau bis zur letzten Kilowattstunde zu vermeiden. Ein Netzausbau und intelligente Maßnahmen im Verteilnetz sollten aber Vorrang haben, um den EE-Strom zu integrieren.

Adressiert

(Fluktuierend einspeisende) Erneuerbare Energien, ggf. auch flexible Biomasse und flexible KWK-Kraftwerke

Spotmarkt

Wirkung

Die Preise für Strom am Großhandelsmarkt spiegeln die Verfügbarkeit bzw. Nicht-Verfügbarkeit von Strom im Energiesystem wider und wirken sowohl auf Nachfrager als auch auf Anbieter von Strom. Hohe Preise wirken als Signal für zusätzliche Erzeugung (oder Verbrauchsreduktion), niedrige als Signal für Reduktion der Erzeugung (oder Verbrauchserhöhung). Die Preise wirken auf alle Flexibilitätsoptionen, da diese als Verbraucher und/oder Anbieter von Strom am Markt agieren können.

Adressiert

Alle Flexibilitätsoptionen

Regelleistung

Wirkung

Theoretisch können alle Flexibilitätsoptionen am Regelleistungsmarkt teilnehmen, wenn sie die dafür notwendigen Voraussetzungen an die Regelleistungsbereitstellung erfüllen. Die dortigen Preise stellen also einen unmittelbaren Anreiz zum Einsatz dar, ähnlich wie die Spotmärkte. Technisch stellt die Erbringung jedoch hohe Anforderungen (Reaktionszeit, Verlässlichkeit, Absicherung der Leistung) an die Erbringer von Regelleistung. Geeignete Marktregeln können hier den Kreis in Frage kommender Technologien deutlich ausweiten.

Adressiert

Theoretisch alle Flexibilitätsoptionen, in der Praxis erfolgt derzeit durch Marktregeln und Anforderungen an die Erbringung bzw. durch wirtschaftliche Hemmnisse nur eingeschränkte Teilnahme (DSM, flexible Kraftwerke, Biomasse).

Ausgleichsenergie

Wirkung

Die Preise der Ausgleichsenergie setzen sich durch die abgerufenen Mengen der Sekundär- und Minutenreservearbeit zusammen. Die entstandenen Kosten werden mit Hilfe des Ausgleichsenergiemechanismus viertelstündlich an die nicht ausgeglichenen Bilanzkreise gewälzt. Der Ausgleichsenergiepreis zeigt in Abhängigkeit des Regelleistungsabrufs hohe Fluktuationen mit bis zu mehreren hundert Euro pro Megawattstunde. Diese Fluktuationen bieten den Anreiz zur Nutzung von Flexibilität, um Ausgleichsenergiekosten zu verringern.

Adressiert

Alle Flexibilitätsoptionen, welche in der Lage sind, schnell auf Leistungsänderungen zu reagieren und diese für kurze Zeit bereitzustellen. Hier kommt besonders DSM, Power-to-Heat und Abregelung von fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien in Frage.

Abschaltbare Lasten Verordnung (AbLaV)

Wirkung

Kontrahierung von abschaltbaren Lasten. Lastverschiebung in Form einer Reduktion der Nachfrage in Zeiten mit niedrigem Dargebot an Strom oder grundsätzlich erhöhter Nachfrage. Erhöhung der Flexibilität der Nachfrage.

Adressiert

DSM (Lastreduktion), jedoch zur Zeit noch sehr restriktiv gestaltet.

CO₂-Handel

Wirkung

Die CO₂-Preise wirken sich einerseits über die Erzeugungskosten von Stromproduzenten auf die Marktpreise für Strom aus und betreffen somit alle Erzeuger von Strom. Gleichmaßen besteht ein direkter Einfluss auf alle Flexibilitätsoptionen, die Strom nachfragen (DSM, PtH, Kurzzeitspeicher PtG). Die Wirkrichtung ist jedoch nicht eindeutig, da beispielsweise bei steigenden CO₂-Preisen einerseits zusätzliche Flexibilität angereizt wird (z. B. durch einen Einsatz flexibler Erdgaskraftwerke oder einer verbesserten Wirtschaftlichkeit flexibler, erdgasbasierter KWK-Systeme in der Fernwärme), aber andererseits andere Flexibilitätsoptionen gehemmt werden können (geringere Spreads im Strommarkt führen zu geringeren Anreizen für Flexibilität).

Adressiert

Alle Flexibilitätsoptionen

Kraftwärmekopplungsgesetz (KWK-G)

Wirkung

Das KWK-G ermöglicht die Investition in KWK-Anlagen durch den Erhalt eines KWK-Zuschlags für die Erzeugung. Darüber hinaus ist für die Entwicklung von flexibel einsetzbarer KWK die Förderung von Fernwärmenetzen und Wärmespeichern durch das KWK-G von Bedeutung.

Adressiert

Flexible Kraftwerke (KWK), flexible Biomasse (da KWK), ggf. PtH (als ergänzende Investition zu Wärmespeichern und Netzen).

Netzentgeltverordnung

Wirkung

Netzentgelte wirken sich als fixer Bestandteil der Stromkosten auf Verbraucher aus. Insbesondere für lastganggemessene Verbraucher stellt der Leistungs-

preis der Netzentgelte eine besonders relevante Kostenkomponente dar. Dies führt dazu, dass sich der Lastbezug nicht ohne weiteres flexibilisieren lässt. Beispielsweise ist ein konstanter Strombezug in Industrieunternehmen günstiger als ein variabler Strombezug mit höherer Maximallast, der sich nach den Preisen am Strommarkt richtet. Neben dieser Problematik können vermiedene Netznutzungsentgelte im Bereich der Erzeugung (z. B. bei KWK) einen Einfluss auf den flexiblen Einsatz und auf Flexibilitätskomponenten wie PtH haben.

Adressiert

DSM, PtH, flexible Kraftwerke (insbesondere KWK), Speicher, PtG.

Die Analyse der Wirkung bestehender Flexibilitätsmechanismen zeigt, dass nicht alle Instrumente eine direkte Anreizwirkung auf mehrere Flexibilitätsoptionen ausüben. Im Wesentlichen haben nur die Spot- und Regelleistungsmärkte Einfluss auf alle vorgestellten Flexibilitätsoptionen. Der CO₂-Handel beeinflusst – zumindest über indirekte Effekte – eine Vielzahl der Flexibilitätsoptionen. Die Netzentgeltverordnung für Strom wirkt auf sechs von acht der hier ausgewählten Flexibilitätsoptionen. Die weiteren Flexibilitätsmechanismen erreichen nur einzelne oder wenige Flexibilitätsoptionen, wie anhand der Abbildung 3-11 nachvollzogen werden kann.

3.3 Priorisierung von Flexibilitätsoptionen und Mechanismen

In Abbildung 3-12 sind die Flexibilitätsoptionen und deren Hemmnisse noch einmal zusammenfassend dargestellt und in Zusammenhang mit der Wirkung der Flexibilitätsmechanismen gebracht. Für jede der Flexibilitätsoptionen ist mittig das Leistungspotenzial grafisch abgebildet. Die Größe der Kreise markiert dabei das theoretische Potenzial wie in Kapitel Abbildung 3-1 erläutert. Bei allen Technologien ist das Potenzial unter anderem von der weiteren Entwicklung und den Erfordernissen des Gesamtsystems abhän-

		Flexibilitätsoption							
		Power-to-Gas	Flex. Kraftwerke (inkl. WK)	Kurzzeitspeicher	Flex. Biomasse	Reduktion Dargebot fluktuierende EE	Power-to-Heat	Demand Side Industrie	Demand Side Haushalte
Flexibilitätsmechanismus	Flexibilitätsprämie				✓				
	Direktvermarktung				✓	✓			
	Eigenverbrauch (KWK)		✓		✓				
	Einspeisemanagement		✓		✓	✓			
	Regelleistungsmarkt	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Spotmarkt	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Ausgleichsenergie	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Abschaltbare Lastenverordnung							✓	
	CO2-Handel	✓	✓				✓	✓	✓
	KWK-G	✓		✓		✓	✓		
	StromNEV	✓	✓	✓				✓	✓

✓ = Wirkung auf Flexoption vorhanden

Abbildung 3-11: Matrix der Flexibilitätsmechanismen und ihrer Wirkung

gig und stellt daher lediglich eine grobe Einschätzung der Größenordnung dar. Vor allem bei den teuren Flexibilitätsoptionen (PtG, Batteriespeicher) werden sich die Anforderungen an diese Technologien erst im Laufe der weiteren Entwicklung der Energiewende herauskristallisieren.

Eine alleinige Priorisierung von Flexibilitätsoptionen nach Potenzialen ist daher nicht ausreichend und führt zu einem anderen Ergebnis als bei einer Priorisierung nach Umsetzbarkeit anhand der Hemmnisse: Obwohl Power-to-Gas und flexible Kraftwerke gefolgt von den Kurzzeitspeichern über das größte Leistungspotenzial verfügen, zeigt sich bei kritischer Betrachtung aller Flexibilitätspotenziale, dass davon nur flexible Kraftwerke, dafür aber DSM in der Industrie und flexible Biomasse weniger Hemmnisse aufweisen und voraussichtlich leichter einzusetzen sind. Die Bereiche, in denen Hemmnisse auftreten, sind in Abbildung 3-12 für jede einzelne Flexibilitätsoption dargestellt. Ebenso ist für jede Flexibilitätsoption ersichtlich, ob sie von der Wirkung der einzelnen hier analysierten

Flexibilitätsmechanismen betroffen ist (blaue Häkchen, oberer Teil der Grafik). Um keine Flexibilitätsoptionen grundsätzlich zu benachteiligen, bietet es sich an, Anreize durch Mechanismen zu setzen, die auf alle Flexibilitätsoptionen wirken. Bei der Betrachtung der untersuchten Mechanismen zeigt sich, dass hierfür grundsätzlich marktbasierende Anreizmechanismen (Spot- und Regelleistungsmärkte) geeignet sind.

4 Vorüberlegung zur Hebung der Flexibilitätspotenziale

Für die weiteren Untersuchungen dieser Studie wird von dem bisherigen Muster einer Einzelbetrachtung von Flexibilitätsoptionen ausgehend versucht, eine übergeordnete Struktur zu entwickeln, die Flexibilität als Ganzes fördert. Die theoretischen Grundlagen einer umfassenden Flexibilitätsförderung werden im Folgenden vorgestellt.

4.1 Prämissen der Flexibilitätsförderung

Die bisherigen Fördersysteme zur Steigerung der Flexibilität im Energiesystem zeichnen sich durch eine **kleinteilige, technologiespezifische** Herangehensweise aus, was auch an der Vielzahl der in Kapitel 3.2 vorgestellten Möglichkeiten abzulesen ist. Dabei wird durch **einen übergeordneten Akteur** bestimmt, welche Technologie in den flexiblen Betrieb zu überführen ist, indem technologiespezifisch Anreize gesetzt werden. Dieses System zur Förderung von Flexibilität ist jedoch selektiv und statisch und dadurch selbst unflexibel, d. h. auf neue Marktentwicklungen kann nur zeitlich versetzt reagiert werden. Zudem kommt aufgrund eines Eingriffs in die steuernde Wirkung des Marktes unter Umständen nicht die optimale Kombination aus Flexibilitätsoptionen zum Einsatz, da möglicherweise Technologien gefördert werden, deren Dienstleistung durch andere Akteure zu geringeren Kosten hätte angeboten werden können.

Der Ansatz in der vorliegenden Studie ist deshalb ein anderer: Zunächst wird davon ausgegangen, dass der Energiemarkt selbst in der Lage ist zu bestimmen, in welchem Ausmaß Flexibilität benötigt wird und welche Flexibilitätsoption bzw. welche Kombination aus Flexibilitätsoptionen die Bedürfnisse des Marktes erfüllen können. Auch die Durchsetzung und Nutzung von noch nicht am Markt etablierten Flexibilitäten kann so über einen zentralen Mechanismus ermittelt werden. Im weiteren Verlauf wird deshalb keine Technologie explizit gesondert adressiert. Da ein Such- und Findungsprozess über den Markt angeregt werden soll, sind bei allen Eingriffen grundsätzliche Marktmechanismen nach Möglichkeit nicht zu berühren.

Findet die Auswahl von Flexibilitätsoptionen über die Energiemärkte statt, gilt es diese so zu gestalten, dass für alle flexiblen Akteure die gleichen Teilnahme- und Handlungsbedingungen bestehen. Im englischsprachigen Raum wird hierfür auch der Begriff des „level playing field“ verwendet. Flexibilitätsförderung in dem Sinne beschreibt also die Schaffung marktbasierter Finanzierungsmöglichkeiten für Flexibilitätsoptionen und nur, wenn unbedingt notwendig, ergänzend um eine staatliche Förderung durch Zuschüsse. Es ist davon auszugehen, dass diese Ziele nur durch das Zusammenspiel verschiedener Anpassungen der derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erreicht werden können. Um ein übergreifendes Bild einer Flexibilitätsförderung zu entwickeln, liegt der Betrachtungsfokus deshalb auf dem Gesamtsystem und nicht mehr auf einzelnen Fördermaßnahmen. Im Folgenden werden daher alle entsprechenden Maßnahmen einem der drei Handlungspakete zugeordnet:

1. Zunächst wird eine Reihe grundlegender Maßnahmen entwickelt, die den Handel kurzfristiger Effekte in der Bilanzkreisbewirtschaftung fördern. Diese Maßnahmen werden in Kapitel 5 adressiert.
 2. Zudem soll unterschieden werden zwischen Maßnahmen, die bestehende Hemmnisse einer vollen Marktintegration von Flexibilitätsoptionen abbauen
 3. und solchen, die den Auf- und Ausbau von Flexibilität fördern.
2. und 3. zielen darauf ab, die Finanzierungsmöglichkeiten sowie Anreize zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen durch eine Einbettung in bestehende Märkte zu erhöhen. Diese werden in den Kapiteln 6 und 7 gesondert adressiert.

Ziel der Nutzung von Flexibilitätsoptionen ist dabei stets die Integration von Erneuerbaren Energien, so dass eine Abschaltung von Wind und PV vermieden wird.

4.2 Kurzfristigkeit im Energiehandel

Die Notwendigkeit zur verstärkten Nutzung von Flexibilität im Energiesystem ergibt sich zu großen Teilen aus den Anforderungen der Energiewende in Deutschland. Wetterabhängige Erzeugungstechnologien bedingen, dass ein Teil der gesamtdeutschen Stromerzeugung nicht langfristig planbar ist und nicht in eine langfristige Koordinierung von Erzeugung und Verbrauch eingebunden werden kann. Vielmehr ist die Erzeugungsmenge der wetterabhängigen Erneuerbaren umso zuverlässiger zu prognostizieren, desto näher der tatsächliche Produktionszeitpunkt rückt. Aus diesem Grund ist eine Marktkoordinierung mit wachsender Zahl wetterabhängiger Produzenten zunehmend eine Aufgabe, die kurz vor physischer Erfüllung stattzufinden hat. Daraus folgt, dass alle übrigen Marktakteure ihre Optimierungs- und Handelsaktivitäten ebenfalls zunehmend kurzfristiger durchführen müssen. Im Moment wird jedoch ein Großteil der planbaren Erzeugungskapazitäten und der Stromnachfrage am Terminmarkt gehandelt und so abgesichert. Kurzfristig findet dann eine Optimierung der abgesicherten Mengen statt. Diese Optimierung wird jedoch nicht unter allen Umständen vorgenommen, wenn die Strommengen bereits kostendeckend am Terminmarkt vermarktet wurden und lediglich Opportunitätskosten (entgangene Erlöse) entstehen, wenn nicht am Spotmarkt gehandelt wird.

Aktuell wird kurzfristige Flexibilität für das Energiesystem hauptsächlich im Regelleistungsmarkt bereitgestellt, da hier in letzter Instanz der physische Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch stattfindet. Prognoseabweichungen auf Gesamtsystemebene werden, wenn sie nicht mit anderen Abweichungen ausgeglichen werden können, hier ausbalanciert. Der Preis für die bereitgestellte Flexibilität ergibt sich aus den Leistungs- und Arbeitspreisen der durch den ÜNB verpflichteten Ausgleichsoptionen. Dies sind zumeist flexible Kraftwerke. Der Regelleistungsmarkt jedoch stellt keinen klassischen Markt dar, sondern existiert zur Sicherstellung der Versorgung und als Back-up für das Energiesystem. Zudem ist er nicht für alle Flexibilitätsoptionen diskriminierungsfrei zugänglich und

bietet somit nur ausgewählten Akteuren zusätzliche Erlösmöglichkeiten. Wird Flexibilität bereits über den Großhandelsmarkt bereitgestellt, kann der Regelleistungsmarkt entlastet werden.

Damit ergeben sich zwei wesentliche Gründe, die eine **Verstärkung des Handels an beiden Spotmärkten (Day-Ahead und Intraday)** zur Integration von Flexibilität zunehmend erforderlich machen:

- Die Prognosegüte für wetterabhängige Erzeuger steigt, je näher der Lieferzeitpunkt rückt. Um die Erneuerbaren Mengen über den Spotmarkt ins System integrieren zu können, müssen alle Akteure am Spotmarkt handeln. Die Preise am Spotmarkt geben eine Einsatz- bzw. Abschaltreihenfolge konventioneller Kraftwerke und eine Einsatzreihenfolge von Flexibilitätsoptionen vor.
- Der Intraday-Markt sollte darüber hinaus verstärkt zum Ausgleich von kurzfristig bekannten Ungleichgewichten bspw. durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen genutzt werden, um den Regelleistungsmarkt zu entlasten. Dieser dient als Back-Up und sollte nicht als Flexibilitätsoption angesehen werden.

4.3 Das Prinzip der Wirtschaftlichkeit

Wie in obigen Ausführungen beschrieben, besteht ein wesentliches Hemmnis für Flexibilitätsoptionen in der Schwierigkeit, sich am Markt zu finanzieren. Einerseits resultiert dies aus hohen Aktivierungskosten bedingt durch technische Herausforderungen oder durch die aktuelle Marktgestaltung. Hierunter fallen bspw. Kosten für die Installation intelligenter Mess- und Steuerungstechnik, die für die Nutzung einiger Flexibilitätsoptionen nötig ist. Andererseits führen auch fehlende Einnahmemöglichkeiten bspw. aufgrund zu geringer Preisunterschiede am Großhandelsmarkt dazu, dass die Basis für viele Geschäftsmodelle zum Ausbau der Flexibilität fehlt. Die Deckung der Investitions- und Fixkosten sowie der variablen Kosten des

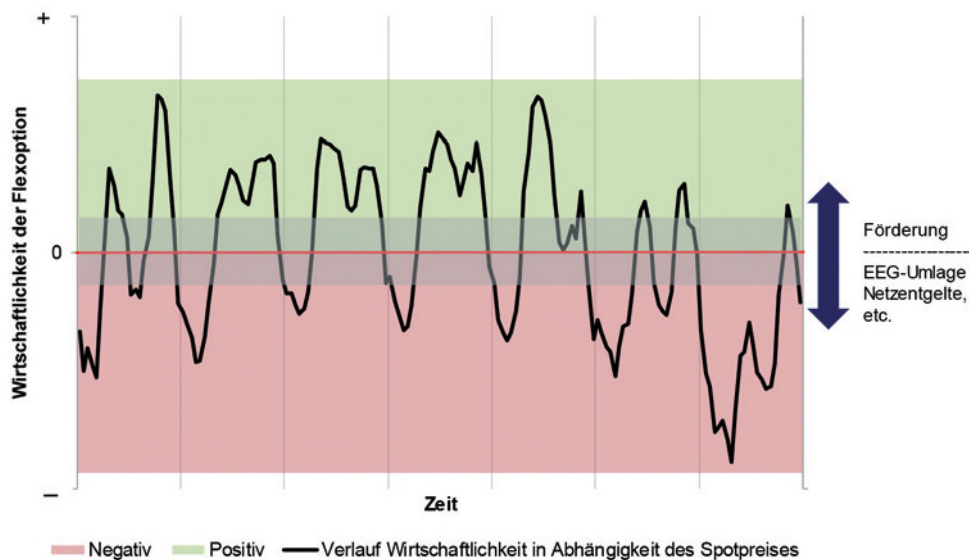


Abbildung 4-1: Prinzip der Wirtschaftlichkeit – Beispielwoche September 2012

Einsatzes bildet jedoch die Grundlage einer Etablierung von Flexibilitätsoptionen.

Es gilt hier zu beachten, dass eine Flexibilitätsoption nicht in jeder (kurzfristigen) Marktlage wirtschaftlich eingesetzt werden kann. Vielmehr ergeben unterschiedliche Randbedingungen für die verschiedenen Flexibilitätsoptionen auch unterschiedliche Zeiträume für deren Einsatz. Die wichtigsten Randbedingungen des Marktes sind das generelle Strompreisniveau und die Volatilität bzw. die Höhe der Preisunterschiede. Damit signalisiert der Markt, wie viele Flexibilitätsoptionen benötigt werden und wie viel diese dem Markt wert sind.

Dies wird nachfolgend am Beispiel einer flexibel betriebenen KWK-Anlage mit Wärmespeicher demonstriert, deren wirtschaftlicher Betrieb hier ausschließlich vom Spotmarktpreis abhängig ist. In Abbildung 4-1 ist dafür der Preisverlauf einer Beispielwoche dargestellt. Abzulesen ist weiterhin, wann die ausgewählte Flexibilitätsoption in der Lage ist, durch die gezielte Stromerzeugung ein positives Ergebnis zu erreichen (Kurve im grün hinterlegten Bereich) und in welchen Stunden der Spotmarktpreis zu gering ist, um die variablen Kosten der Erzeugung zu decken (Kurve im rot hinterlegten Bereich), weshalb sie hier nicht zum

Einsatz kommen würde. Die Wärmeverpflichtung der Beispiel-KWK-Anlage wird dabei aus dem Wärmespeicher erfüllt, der beladen wird, wenn die Anlage Strom produziert und entladen, wenn sie nicht in Betrieb ist. Da die Anlage einen Verlust realisiert, wenn sie bei niedrigen Preisen betrieben wird, ist der Anreiz stark sie nur in den Zeiten einzusetzen, in denen die Flexibilität auch benötigt wird. Der wirtschaftliche Betrieb einer Flexibilitätsoption kann dabei auch von anderen Faktoren als dem Spotmarktpreis abhängig sein. Im Beispiel müssten zusätzlich auch die Erlöse am Wärmemarkt für eine Optimierung berücksichtigt werden.

In Abhängigkeit der Kostenstruktur einer Flexibilitätsoption ist für einige der Betrieb bereits sinnvoll, auch wenn die Einnahmen selten, dafür jedoch besonders hoch ausfallen, bspw. wenn sie niedrige Fix- aber hohe variable Kosten aufweisen. Andere Flexibilitätsoptionen haben höhere Fixkosten, jedoch geringere variable Kosten, sodass ein häufigerer Einsatz nötig ist. Diese Bandbreite, die auch innerhalb einer Gruppe von Flexibilitätstechnologien vorzufinden ist, wird in Abbildung 4-1 durch den grauen Balken symbolisiert.

Am rechten Rand der Abbildung ist dargestellt, wie bestimmte Fördermechanismen in Form zusätzlicher Zahlungen auf die Wirtschaftlichkeit wirken: Werden zusätzliche Fördersummen an die Flexibilitätsoption ausgezahlt, kann der Betrieb der Option auch in mehr als den ursprünglichen Stunden lohnenswert sein. So kann über eine geringe Zusatzzahlung die Flexibilitätsoption ihre Wirtschaftlichkeit durch häufigere Teilnahme am Spotmarkt deutlich verbessern. Werden hingegen zusätzliche Kosten z. B. durch Umlagen und Steuern für die Anlage fällig, ist die Basis für einen flexiblen Betrieb unter Umständen nicht mehr gegeben, da nicht mehr genug Betriebsstunden zur Deckung der Kosten erreicht werden.

Die Erhöhung der Flexibilität für Erzeugungsanlagen (bspw. KWK-Anlagen) geht dabei grundsätzlich mit einer Reduktion der Volllaststunden im Vergleich zur nicht flexiblen Fahrweise einher, da der zumeist gefahrene Grundlastbetrieb zugunsten einer Spitzenlastabdeckung angepasst wird. Hier besteht die Voraussetzung darin, dass in der nun geringeren Anzahl an Betriebsstunden trotzdem ausreichend Einnahmen erzielt werden, um den Anlagen weiterhin einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Die Maßnahmen in den folgenden Kapiteln zielen deshalb zum Teil darauf ab, die Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsoptionen im Sinne dieses Prinzips zu erhöhen, um sie in den Markt zu integrieren.

5 Grundlegende Maßnahmen zur Integration kurzfristiger Flexibilität

Unter grundlegenden Maßnahmen sollen in diesem Kapitel Maßnahmen verstanden werden, die eine Basis zur Freilegung verschiedener Flexibilitäten darstellen. Sie unterstützen eine Verlegung der Handels- und Ausgleichsaktivitäten in den Zeitraum kurz vor der Stromlieferung und ermöglichen den Akteuren so, Produktionsschwankungen der Erneuerbaren Energien besser in das Portfolio aufzunehmen. Für alle Geschäftsmodelle, die Flexibilität zum Schwerpunkt haben, sind sie eine wichtige Voraussetzung.

5

5.1 Echtzeit-Datenkommunikation

Jeder Energieversorger (EVU) in Deutschland ist dazu verpflichtet, Prognosen für den Stromverbrauch seiner Kunden sowie für die Stromproduktion seiner Anlagen abzugeben. Spätestens im Day-Ahead-Markt müssen die Residualmengen gehandelt -und ein ausgeglichener Fahrplan für den Folgetag an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) geliefert werden. Dies bedeutet, dass sich prognostizierte Erzeugung und Stromkäufe mit den Stromverkäufen und dem prognostizierten Verbrauch bilanziell genau ausgleichen. Nach der Day-Ahead-Auktion bekannt werdende Prognoseabweichungen können im Intraday-Markt ausgeglichen werden. Auf diese Weise können EVU die für Fahrplanabweichungen anfallenden Kosten für Ausgleichsenergie verringern. Zudem wird so über den Markt signalisiert, wie viel Strom tatsächlich produziert werden muss. Wird der Intraday-Markt konsequent bis kurz vor dem Lieferzeitpunkt durch die Teilnehmer genutzt, kann folglich durch seine Koordinierungsfunktion die Netzstabilität durch eine Minimierung des Einsatzes von Regelenergie erhöht und in letzter Konsequenz das Must-Run-Kraftwerksportfolio verringert werden.

Das Nachhandeln von Strommengen am Intraday-Markt erfordert jedoch Kenntnis über die Vorgänge im Bilanzkreis des EVU in Echtzeit. Häufig besteht jedoch keine Möglichkeit zur Einschätzung der aktuellen Produktions- und Abnahmemengen. Dies liegt einerseits darin begründet, dass der Stromversorger häufig nicht selbst Betreiber der Anlagen ist, von de-

nen er den Strom bezieht. Diese Information liegt nur beim Betreiber der Anlage sowie beim Messstellenbetreiber des Einspeisezählpunkts. Ähnlich verhält es sich mit den Kunden des EVU: Diese werden auf Grundlage ihrer historischen Bezugsmuster für den Folgetag prognostiziert. Kommt es jedoch zu einer Abweichung von den üblichen Verbrauchsmustern, bspw. aufgrund eines Maschinenausfalls, erhält der Versorger im Regelfall keine Kenntnis über diese Änderung. Wiederum haben nur der Kunde selbst und der Messstellenbetreiber des Abnahmezählpunkts Kenntnis über die aktuellen Verbrauchsmengen.

Der Verteilnetzbetreiber (VNB), der die Zählerdaten leistungsgemessener Kunden (RLM-Kunden) vom Messdienstleister erhält, ist laut den „Geschäftsprozessen zur Belieferung der Kunden mit Elektrizität“ (GPKE) dazu verpflichtet, dem Stromversorger „Werktags unverzüglich, spätestens aber bis 12:00 Uhr, für den Vortag bzw. für die Vortage“ die jeweiligen Zählerdaten zu melden. Entsprechend dieser Vorgabe werden die Lastdaten dem EVU in der Regel am Vormittag des Folgetags und damit erst weit nach Ende des Handelszeitraums der betroffenen Stunden zugestellt.

Ohne Kenntnis des Zustands des eigenen Bilanzkreises ist ein Nachhandeln für die Versorger am Intraday-Markt nur in unzureichender Qualität möglich, da sie gegenüber der Day-Ahead-Auktion wenige bis keine neuen Informationen besitzen. Sinnvoll ist lediglich der Handel von Differenzen zwischen Stunden-durchschnitt und Viertelstunden in den Rampenstunden. Kurzfristige Änderungen im Produktions- oder Verbrauchsverhalten der Kunden können ohne Echtzeitinformationen aber nicht durch den untertägigen Handel abgebildet werden, sodass die Prognoseabweichungen in voller Höhe in die Ausgleichsenergie fließen. Diese Situation verursacht einerseits für die EVUs unnötigen Ausgleichsbedarf, andererseits werden aber auch die Möglichkeiten zur Marktkoordination der Ressourcen nicht ausgenutzt. Dies führt im ungünstigsten Fall zu einer Abschaltung von Kraftwerken, die über den Markt das Signal bekommen haben, nicht gebraucht zu werden, und andererseits einem Zuschalten eines Kraftwerks aus dem Rege-

energiepool des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB), was insgesamt zu Mehrkosten führt. Einzige Alternative für das EVU bietet die Installation eigener Messeinrichtungen oder das Festlegen zusätzlicher Informationspflichten für die Kunden, welches jedoch mit hohem manuellen Aufwand verbunden ist. Zudem werden so ggf. doppelte Messstrukturen geschaffen, was wiederum als ineffizient anzusehen ist.

Eine Zugänglichkeit zu Echtzeitdaten bietet die Möglichkeit zur Integration von Flexibilitätsprodukten in das Portfolio eines EVU, denn die Datenlage befähigt das EVU zu evaluieren, inwieweit der Einsatz flexibler Einheiten wirtschaftlich sinnvoll sein kann. Sind die Kosten für einen Handel am Intraday-Markt vergleichsweise hoch oder eine Korrektur nach Handelschluss der betreffenden Stunde erforderlich, könnte das EVU mit Nachfragern oder Produzenten Verträge abschließen, die eine Steuerung zur Erzielung eines Bilanzkreisausgleichs erlauben.

Aus diesem Grund wird empfohlen, die **GPKE hinsichtlich der Datenzustellungsfrist auf eine unverzügliche Lieferung nach Ablauf der gemessenen Viertelstunde anzupassen** und den Vertrieben zu ermöglichen, Kenntnis über die im Bilanzkreis ggf. fehlenden oder überschüssigen Strommengen zu erlangen. In Verbindung mit einer Echtzeit-Datenkommunikation wird darüber hinaus angeregt, den **Handelsschluss** eines Viertelstundenprodukts im Intraday-Handel **näher an den tatsächlichen Lieferzeitpunkt** zu legen, sodass stets auf Basis der neuesten Informationen gehandelt werden kann.

In diesem Zusammenhang soll darauf hingewiesen werden, dass aktuell keine Möglichkeit besteht, Verbrauchsmengen nicht leistungsgemessener Kunden (SLP-Kunden) zu ermitteln und mit diesen zu arbeiten. Hierfür ist eine Weiterentwicklung der Messinfrastruktur im Kleinkundenbereich – so dies gewünscht ist – notwendig.

5.2 Auktionsverfahren im Viertelstundenhandel

Die Bilanzkreisverantwortlichen in Deutschland sind nach § 4 Abs. 2 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und Ziffer 5 des Standardbilanzkreisvertrages (BK6-06-013 vom 29.06.2011) dazu verpflichtet, ihren Bilanzkreis viertelstündlich zu bewirtschaften, d. h. sowohl für die Entnahme als auch die Einspeiseleistung der im Bilanzkreis befindlichen Kunden eine viertelstündliche Prognose zu erstellen und eventuelle Differenzen auf Viertelstundenbasis zu handeln. Eine Abrechnung von Differenzen zwischen den prognostizierten und den gemessenen Werten erfolgt deshalb ebenfalls in viertelstündlicher Auflösung.

Der Handel am Intraday-Markt ist jedoch im Gegensatz zum Day-Ahead Markt nicht in Form eines zentralen Auktionshandels mit allgemein gültigem Market Clearing Price organisiert. Hier kommen im kontinuierlichen Handel teilweise sehr unterschiedliche Preise für ein einzelnes Viertelstundenprodukt zustande – je nach Handelszeitpunkt und den Bedürfnissen und Erwartungen anderer Handelsteilnehmer. Aus diesem Grund erfordert der Intraday-Handel selbst bei nur einmaliger täglicher Bewirtschaftung eine hohe Marktkenntnis, was für viele Handelsteilnehmer eine Herausforderung darstellt. Im Stundendurchschnitt gleichen sich die Preise im Intraday-Markt und im Day-Ahead-Markt zwar stark, jedoch können sich im Intraday-Markt während des Handelszeitraums trotzdem stark vom Durchschnittspreis abweichende Preise ergeben, sodass ein entsprechendes Handelsrisiko besteht.

Es wird deshalb empfohlen, auch Viertelstundenprodukte in die Day-Ahead-Auktion zu integrieren oder zusätzlich in Auktionsform zu handeln, damit bekannte Last- und Erzeugungsrampen leichter an der Börse abgebildet werden können und somit die Schwierigkeit einer viertelstündlichen Bilanzkreisbewirtschaftung reduziert wird. Damit wird auch die Abstimmung zwischen Erzeugern und Nachfragern erleichtert, sodass der Markt wiederum als kurzfristig koordinierende Instanz tätig werden kann. In letzter Konsequenz

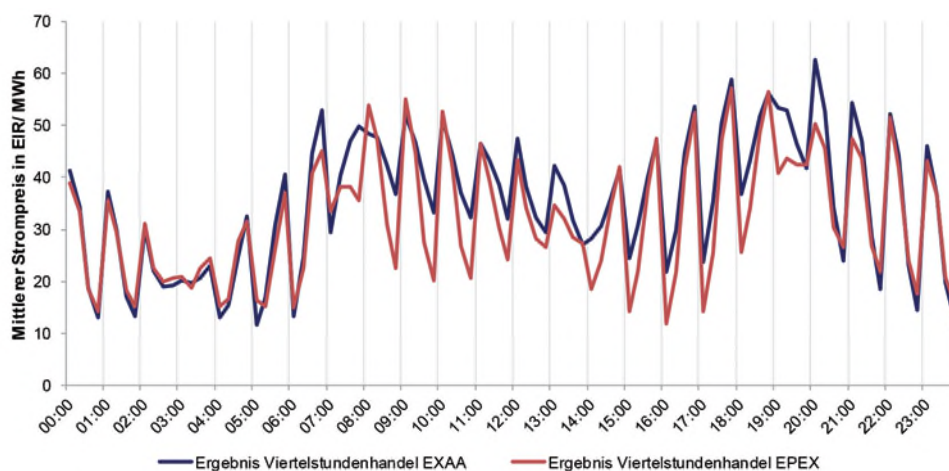


Abbildung 5-1: Mittlerer Strompreis für Viertelstundenkontrakte an der EPEX in 2014 (bis 31. Oktober) und mittleres Auktionsergebnis für Viertelstundenprodukte an der EXAA (bis 13. November)

wird so die Notwendigkeit von großen Eingriffen in Form der Aktivierung von Regelenergie durch den ÜNB reduziert.

An der österreichischen Energiebörse EXAA wurde bereits zum September 2014 die Referenzgröße der Stromkontrakte im Day-Ahead-Handel auf Viertelstunden umgestellt. An der EPEX wurde am 09.12.2014 eingeführt, den Intraday-Handel mit einer Eröffnungsauktion zu beginnen und so den Handel für die Marktteilnehmer durch die Bereitstellung eines Referenzpreises zu vereinfachen. Somit wird der Grundstein zur verbesserten Flexibilitätsintegration durch Handel an beiden Börsen bereits gelegt.

5.3 Erhöhung der Fahrplantreue

Wie in Kapitel 5.2 beschrieben, sind die Bilanzkreisverantwortlichen für einen viertelstundenscharfen Ausgleich ihrer Bilanzkreise verantwortlich. Da am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot momentan nur der Handel von Stundenkontrakten möglich ist, müssen die Marktteilnehmer alle Abweichungen, die sich zwischen dem Stundendurchschnitt und dem prognostizierten Wert der einzelnen Viertelstunden ergeben, am Intraday-Markt handeln. In Abbildung 5-1 ist deutlich zu erkennen, dass aufgrund des unterschiedlichen

Nachfrage- und Produktionsverhaltens innerhalb einer Stunde für die einzelnen Viertelstundenprodukte sehr unterschiedliche Preise zustande kommen. Grund dafür sind die Nachfragerampen und die Rampen der Solarerzeugung zu Tagesbeginn sowie zum Ende des Tages: Da am Day-Ahead-Markt in der Regel bereits der Stundendurchschnitt gehandelt wurde, müssen lediglich die Abweichungen vom Mittel gehandelt werden. Für eine Solaranlage bedeutet dies am Vormittag einen Einkauf von Strom in der ersten Stundenhälfte sowie einen Verkauf von Strom in der zweiten Stundenhälfte. Am Nachmittag ergibt sich ein gegenläufiges Muster. Daraus resultieren die in Abbildung 5-1 zu erkennenden Preisspitzen zu Beginn (vormittags) bzw. zum Ende einer Stunde (nachmittags): Da viele Anbieter gleiches oder ähnliches Rampenverhalten aufweisen, steigen die Preise bei hoher Nachfrage nach dem jeweiligen Viertelstundenprodukt bzw. sinken bei einem hohen Angebot.

Im Moment sind die aufgezeigten Differenzen innerhalb einer Handelsstunde ein lukratives Geschäftsfeld für Flexibilitätsoptionen, werden jedoch bei konsequenter Viertelstundenbewirtschaftung in Zukunft geringer werden. Steigt die Liquidität im Viertelstundenhandel, kommt dies aber auch der Integration von Flexibilität zugute, denn nimmt die kurzfristige Optimierung der Marktakteure zu, bestehen für Flexibili-

tätsanbieter mehr Möglichkeiten, ihre Flexibilität am Markt zu platzieren und damit Geld zu verdienen.

Betrachtet man einen Nachfragelastgang, wird erkennbar, dass er ebenfalls Rampen in den Vor- und Nachmittagsstunden aufweist. Diese sind in den Morgenstunden ansteigend. Das bedeutet, dass das EVU, welches den Kunden zu seinem durchschnittlichen Stundenverbrauch eingedeckt hat, in der ersten Stundenhälfte zu viel Strom für den Kunden besitzt sowie in der zweiten Stundenhälfte zusätzlichen Strom einkaufen müsste. Umgekehrt gilt dies für die Nachmittagsstunden. Es wird deutlich, dass sich Kraftwerks- und Nachfragerampen teilweise – vor allem vormittags aufgrund der Zeitgleichheit von Sonnenverlauf und Nachfrageanstieg – ausgleichen müssten und damit die Preisdifferenzen zwischen den einzelnen Viertelstundenkontrakten verringern sollten. In Abbildung 5-1 ist jedoch eine große Differenz zwischen den Kontraktpreisen abzulesen. Grundsätzlich ist seit der Reform des Ausgleichsmechanismus ein stärkerer Anreiz gegeben, seinen Bilanzkreis im Spotmarkt auszugleichen, um nachteilige Ausgleichsenergiepreise zu vermeiden. Ob dies jedoch tatsächlich konsequent durchgeführt wird, sollte stärker als bisher transparent überprüft, und bei Zuwiderhandlung, d. h. bei strategischer oder genereller, nicht-viertelstündiger Bilanzkreisbewirtschaftung, stärker als bisher bestraft werden. Im Zuge der Vereinfachung des Viertelstundenhandels kann so zusätzliche Liquidität in den Markt gebracht werden. Insgesamt sind hierzu jedoch weitere Informationen (z. B. Akteursgruppe und Grad der Bilanzkreisbewirtschaftung) und Untersuchungen zum Bilanzkreisbewirtschaftungsverhalten der Marktteilnehmer notwendig.

5.4 Integration von fluktuierendem Strom in Vertriebsportfolios

Um die Integration von fluktuierend erzeugtem Strom in die Portfolios von Stromvertrieben zu fördern und zugleich die Produkteigenschaft „grün“ handelbar zu machen, wurde das Grünstrom-Markt-Modell als ein zur Marktprämie alternatives Vermarktungskonzept

für Erneuerbare-Energien-Strom vorgeschlagen. Das Hauptaugenmerk des Modells liegt darauf, die Vermarktung von EEG-Strom als Grünstrom an Endkunden zu ermöglichen. Durch die Anforderung, hohe Anteile an fluktuierend einzuspeisender Erneuerbare Energien im Vertriebsportfolio zu integrieren, erhöht das Modell den Anreiz neue Flexibilitätsprodukte zum Ausgleich des Bilanzkreises in den Vertrieben einzusetzen. Aus diesem Grund soll es als Umsetzungsbeispiel dafür dienen, wie Flexibilitätsprodukte durch die Marktgestaltung gefördert werden können.

Ansatzpunkt des Modells ist, den Strom aus Erneuerbaren Energien nicht, wie aktuell in der Direktvermarktung üblich, an der Börse zu verkaufen, sondern direkt an einen Endkunden zu liefern. Um die Vorteile des Modells – eine Befreiung von der EEG-Umlage – in Anspruch nehmen zu können, muss ein EE-Erzeugungssportfolio bestehen, dessen Anlagen den aktuell durchschnittlichen, deutschlandweiten Vergütungssatz widerspiegeln. Zusätzlich wird eine gezielte zeitliche und mengenmäßige Übereinstimmung der erneuerbaren Stromerzeugung des Portfolios und der Stromnachfrage angereizt. Übersteigt die Erzeugung aus EEG-Anlagen die Stromnachfrage des Portfolios, muss eine Integrationszahlung an das EEG-Konto abgeführt werden. So kann auf Unternehmensebene ein Portfolio konstruiert werden, dass einem System mit einer 100%igen Versorgung aus Erneuerbaren Energien entspricht. Da die Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch pönalisiert werden, besteht für die Unternehmen ein starker Anreiz, Ausgleichsoptionen in das Portfolio zu integrieren. Das Unternehmen selbst hat die Möglichkeit, die benötigten Flexibilitäten zu schaffen oder sie von einem Flexibilitätsanbieter einzukaufen. Es ist dabei bereit, einen Preis zu zahlen, der maximal dem Preis der Strafe entspricht. Durch die Festlegung der Strafzahlung wird der Flexibilität so ein bestimmter Preis zugewiesen, wobei jedoch die wettbewerbsfähigste Option bevorzugt durch die Unternehmen eingesetzt werden wird.

5.5 Weitere Maßnahmen

Maßnahmen, die weiterhin die Integration von fluktuierend erzeugenden Erneuerbaren Energien fördern, sind bspw. solche, die den Kreis möglicher Abnehmer und damit die Einsatzmöglichkeiten des Stroms vergrößern. Hierunter zählen vor allem der Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze durch den Bau neuer Leitungen sowie hin zu einem intelligenten Messbetrieb („Smart Grids“) und eine verstärkte europäische Kopplung einhergehend mit dem Ausbau von Grenzkuppelkapazitäten. Jedoch sind neben den Stromnetzen auch Gas- sowie Wärme-/Kälte- und Mobilitätsnetze zur Integration der Erneuerbaren und zur Förderung von Flexibilitäten relevant.

5

Diese Maßnahmen sind aus physikalischer Sicht teils unerlässlich und deshalb bereits in Studien zur Netzplanung beschrieben bzw. evaluiert. Aus diesem Grund soll in dieser marktseitig orientierten Studie nicht näher auf Netzaspekte eingegangen werden.

6 Inflexibilität gezielt abbauen

Steuerbare Kraftwerke als wirtschaftlich agierende Einheiten verhalten sich i. d. R. marktrational. Dies bedeutet, dass sie, immer wenn der Marktpreis unter den Produktionskosten liegt, abschalten und ihren Lieferverpflichtungen durch das Nachhandeln von Strom am Spotmarkt nachkommen. In der Realität ist wie in Götz et al. 2014 dargelegt, zu beobachten, dass dies nicht durchgehend geschieht. Im Folgenden werden die häufigsten Ursachen dafür diskutiert und aufgezeigt, wie die Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung wiederhergestellt werden können. Damit wird bei den Marktteilnehmern systemdienliches Verhalten angereizt.

Marktrationales Verhalten von Kraftwerken beinhaltet auch die Vorhaltung von Kraftwerkskapazität. Derzeitig bestehen Überkapazitäten auf Seiten der konventionellen Erzeugung, welche sich dämpfend auf den Anreiz zur Nutzung von Flexibilität auswirken. Der Abbau dieser Überkapazitäten auf ein wirtschaftlich tragbares Niveau unter Wahrung der Versorgungssicherheit ist dabei ein Element, welches wichtig ist, um die Flexibilitätsbedürfnisse des Energiesystems freizulegen.

6.1 Must-Run im Regelleistungsmarkt

Regelleistung – vor allem Primär- und Sekundärregelleistung – wird heutzutage hauptsächlich durch Pumpspeicherkraftwerke und konventionelle Kraftwerke bereitgestellt. Für die Bereitstellung positiver Regelleistung (Primär- und Sekundärregelleistung) muss das Kraftwerk am Netz angeschlossen sein und Strom produzieren. Die Stromproduktion entspricht wenigstens der technischen Mindestleistung des Kraftwerks. Ausgehend von dieser Stromproduktion kann das Kraftwerk dann die entsprechende Mehrleistung, in Form der abgerufenen Regelleistung, erbringen. Auch für die Bereitstellung von negativer Regelleistung muss das Kraftwerk drehend am Netz sein und den Betrag des Regelleistungsgebots zzgl. der Mindestleistung produzieren, um die Leistungsminderung durch den Regelleistungsabruf erfüllen zu

können. Die Stromproduktion der Regelleistungskraftwerke, die aufgrund dieser technischen Erfordernisse unabhängig von der Angebots- und Nachfragesituation am Netz sind, wird Must-Run-Erzeugung oder Sockelleistung genannt. Pumpspeicher können mit der Turbine positive Sekundärregelleistung aus dem Kaltstart heraus bereitstellen und stellen dadurch keine Must-Run-Erzeugung dar. Für Primärregelleistung ist teilweise ein Betrieb im hydraulischen Kurzschluss möglich, der aber verlustbehaftet ist.

Die Must-Run-Erzeugung ist i. d. R. umso höher, desto schneller die Regelleistung bereitgestellt werden muss, da einzelne Kraftwerke nur eine limitierte Laständerungsgeschwindigkeit haben. Primärregelleistung muss beispielsweise innerhalb von 30 Sekunden bereitgestellt werden. Kann ein Kraftwerk in diesem Zeitraum 5 % der Nennleistung bei einer technischen Mindestleistung von 40 % der Nennleistung als positive Regelleistung erbringen, beträgt die Must-Run-Erzeugung in diesem Fall das Achtfache der erbrachten Regelleistung. In Zeiten hoher Nachfrage und geringer EE-Einspeisung stellt die Must-Run-Erzeugung kein Problem dar, da entsprechend viel konventionelle Kraftwerksleistung benötigt wird. Bei geringer Nachfrage und hoher EE-Einspeisung hat mit der Must-Run-Erzeugung verbundene Inflexibilität jedoch negative Auswirkungen – beispielsweise in Form negativer Preise oder einer Abregelung der Erneuerbaren Energien.

Mit der Frage, wie hoch die regelleistungsbedingte Must-Run-Erzeugung in Deutschland insgesamt ausfällt, haben sich zwei verschiedene Studien explizit beschäftigt. In der Studie von Grünwald et al. (Quelle: Grünwald et al. 2012) im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag werden diese Effekte untersucht. Aufbauend auf den Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und den Verfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke ergibt sich eine technische Mindestleistung zur Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung zwischen 13,5 GW und 19,9 GW. Darauf entfallen maximal 13,5 GW auf die Primärregelleistung und 6,4 GW auf die Sekundärregelleistung. Eine andere Studie im Auf-

trag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG und TenneT TSO GmbH) von FGH et al. (2012) kommt mit analoger Methodik zu dem Ergebnis, dass diese Leistung zwischen 8 GW und 25 GW beträgt. Es ist dabei darauf zu achten, dass die Must-Run-Leistung stark von den Eigenschaften der Regelleistungskraftwerke abhängig ist. Aus diesem Grund können nur die Bandbreiten angegeben werden, aber keine exakten Zahlen genannt werden.

Das Problem der Must-Run-Erzeugung wird durch die derzeitigen Marktregeln im Regelleistungsmarkt noch verstärkt. Diese verpflichten die Kraftwerke dazu, Kapazitäten mit bis zu einer Woche Vorlauf bereitzustellen. Im Einzelfall bedeutet das, dass diese Kraftwerke bereits mehr als eine Woche vor tatsächlicher Stromproduktion festlegen, zu einem bestimmten Zeitpunkt Strom zu produzieren. Zwar sind Ausgleichsmöglichkeiten durch Regelleistungspools möglich. Aber dies ist einerseits mit höheren Kosten verbunden und andererseits bedingt ein flexibles Anpassen an den Spotmarkt ausreichend große Pools mit einer großen Bandbreite an verschiedenen Technologien. Da sich die Kraftwerke derart lange Zeit im Voraus für die Bereitstellung von Regelleistung verpflichten, können die Geschehnisse im Spotmarkt nur bedingt Einfluss auf die Fahrweise der Regelleistungskraftwerke ausüben. Aufgrund der technischen Notwendigkeit und der Marktbedingungen bleiben die Kraftwerke daher trotz einer hohen Menge an fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien und sehr niedrigen Marktpreisen am Netz, um Regelleistung als Systemdienstleistung anbieten zu können. Dies erfolgt auch, wenn den Kraftwerken durch ihren Betrieb am Spotmarkt hohe Markterlöse entgehen. Dadurch wird die Flexibilität der Kraftwerke nicht genutzt und die Marktsignale können ihre steuernde Wirkung nicht entfalten, was für volkswirtschaftliche Ineffizienzen sorgt. Für den Minutenreservemarkt gelten weniger restriktive Marktregeln als im Sekundär- und Primärregelleistungsmarkt, welche zu einer Durchdringung des Marktes durch verschiedene Teilnehmer und Technologien geführt haben und einen geringeren Must-Run-Anteil an der bereitgestellten Regelleistung bedingen.

Um die regelleistungsbedingte Must-Run-Erzeugung konventioneller Kraftwerke zu reduzieren, kann Regelleistung durch neue Akteure bereitgestellt werden. Eine Lösung zur Bereitstellung von Regelleistung aus Windenergieanlagen wird im Abschlussbericht des Projektes „Regelenergie durch Windkraftanlagen“ (Brauns et al. 2014) dargelegt. Das vorgestellte Konzept zeigt, dass es möglich ist, mit Windenergieanlagen alle vorhandenen Regelleistungsarten zu bedienen. Ökonomisch gesehen werden die negative Minutenreserveleistung und, mit Anpassungen der Marktbedingungen, die negative Sekundärregelleistung bedient werden können. Dabei werden Windenergieanlagen hauptsächlich zu den Zeitpunkten Regelleistung bereitstellen können, in denen die Einspeisung aus Wind hoch ist, wodurch direkt die Must-Run-Leistung reduziert werden kann. Die Prinzipien einer Regelleistungsbereitstellung können analog auch für Photovoltaikanlagen übernommen werden.

Die Reduktion der regelleistungsbedingten Must-Run-Leistung durch neue Anbieter oder verbesserte Marktbedingungen setzt eine Änderung der bestehenden Regelungen voraus. Dabei ist es notwendig darauf zu achten, dass die Marktregeln für möglichst viele Teilnehmer eine faire Partizipationsmöglichkeit darstellen. Damit kann gewährleistet werden, dass die aus Gesamtsystemsicht effizientesten Anlagen Regelleistung bereitstellen. Folgende Anpassungen sind notwendig und ermöglichen insbesondere die Erbringung von Regelleistung aus fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien (Erläuterungen im Detail in Jansen 2014):

1. Verkürzung der Vorlaufzeiten auf dem Regelleistungsmarkt, also der Zeit zwischen Ausschreibung und tatsächlicher Vorhaltung der Regelleistung, auf maximal einen Tag. Dies ermöglicht die Teilnahme der fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien am Regelleistungsmarkt. Eine weitere Verkürzung der Vorlaufzeit würde das Potential für Windenergie- und Photovoltaikanlagen, Elektromobile, stationäre Batterien, BHKWs und alle anderen prognoseabhängigen Erzeuger und Lasten zusätzlich erhöhen, da durch den kürzeren

Prognosehorizont die Unsicherheit der Prognose abnimmt. Die Wettbewerbschancen anderer Marktteilnehmer könnten dadurch unter Umständen übermäßig eingeschränkt werden. So brauchen thermische Kraftwerke einen längeren Planungshorizont, damit sie einsatzbereit sind.

2. Umstellung von wochentäglicher auf tägliche Ausschreibung, um Schwachlastzeiten mit Regelleistung aus fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien bedienen zu können.
3. Reduzierung der Produktlänge (Vorhaltezeit) auf eine Stunde. Dies ist insbesondere wichtig, um die Regelleistungsbereitstellung aus Photovoltaikanlagen zu ermöglichen.
4. Abschaffung des Verbots von regelzonenübergreifendem Pooling, um die räumlichen Verteilungseffekte zu nutzen. Dies ist insbesondere sinnvoll, da keine Kernanteile für Regelleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber mehr ausgeschrieben werden.
5. Anpassung der Präqualifikationsbedingungen für stochastische Erzeuger und Verbraucher. Zulassung von probabilistischen Prognosen zur Angebotserstellung. Nachweis der Erbringung von Regelleistung muss an dieses stochastische Verhalten angepasst werden.

Zusätzlich sollten die Abrufe der Regelleistung im Marginalpreisverfahren bepreist werden (Pay-as-Cleared). Dies erhöht die Arbeitspreise der Regelleistung, welche in Form von Ausgleichsenergieentgelten auf die BKV verteilt werden. Der Anreiz zu möglichst geringen Bilanzkreisabweichungen wird dadurch erhöht.

6.2 Must-Run im Wärmemarkt (KWK) – Kopplung mit dem Wärmesektor

Die Stromerzeugung mit Abwärmenutzung wird Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) genannt. Die dort vorhan-

dene Flexibilität wird stark von der Kopplung der Sektoren Strom und Wärme beeinflusst. Dabei werden KWK-Anlagen üblicherweise im Verbund mit einem oder mehreren Spitzenlastkesseln betrieben, welche in Zeiten starker Wärmenachfrage den zusätzlichen Bedarf decken. Weitere Flexibilität befindet sich in den Speichern der Wärmeversorgungssysteme, entweder als Wärmespeicher oder in Form des Fern- oder Nahwärmenetzes. Die Flexibilität in den Wärmenetzen kann durch gleitende Vorlauftemperaturen im Netz und variable Temperaturdifferenzen an den Fernwärmeübergangspunkten erreicht werden.

Trotz der Tatsache, dass die KWK-Anlagen über große Flexibilitätspotenziale verfügen, werden diese zu großen Teilen nicht genutzt. Häufig werden KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben. Die Richtgröße ist der Wärmebedarf im Wärmenetz und nicht die Marktsignale am Strommarkt. Bedingt dadurch verhalten sich KWK-Anlagen als nicht systemdienlich und stellen somit trotz ihrer vorhandenen Basis-Flexibilität Must-Run-Leistung auf der Stromseite dar. Die Menge an Must-Run-Leistung ist aufgrund der Heterogenität der Anlagen und Betriebsmodi an dieser Stelle nicht zu beziffern. Ebenso kann kein eindeutiges Bild der Situation für alle KWK-Anlagen aufgezeigt werden, da die Anlagentypen- und Konfigurationen sowie die Versorgungsaufgaben stark heterogen sind. Einer Schätzung nach Götz et al. (2014) zufolge bewegt sich die KWK-Must-Run-Leistung ungefähr im Bereich zwischen 2 und 8 GW. Im Allgemeinen ist jedoch zu beobachten, dass der Grund der Inflexibilität bei der KWK nicht in erster Linie auf technische Probleme zurückzuführen ist (z. B. fehlende Wärmespeicher, technische Restriktionen des Kraftwerks). Vielmehr ist die Inflexibilität durch regulatorische und energiewirtschaftliche Hemmnisse hervorgerufen. Ein Indikator hierfür ist, dass auch heute – bei einem Überangebot an Strom und niedrigen Preisen am Markt – KWK-Anlagenbetreiber ihre Anlage nicht abschalten, obwohl die nötige Wärme mit Gaskesseln bereitgestellt werden könnte. Die Hemmnisse, die einen flexibleren Einsatz der KWK oder den Einsatz von Flexibilitätsoptionen (Gaskessel, Wärmespeicher, PtH) erschweren, werden im Folgenden erläutert.

Anreiz zum Eigenverbrauch

Für Klein-KWK besteht durch die Befreiung von der EEG-Umlage und den Netznutzungsentgelten derzeit ein Anreiz zur Eigenverbrauchsoptimierung. Dadurch wirken die Signale vom Markt nicht. Bei der KWK in der Industrie besteht ebenfalls ein Anreiz, die Eigenzeugung zu optimieren und somit nicht flexibel am Strommarkt zu agieren. Hierbei wird die KWK-Anlage genutzt, um die Leistungsspitzen des Strombezugs zu reduzieren. Dadurch können hohe Leistungspreise bei den Netznutzungsentgelten vermieden werden, welche basierend auf der maximalen Bezugslast des Netznutzers bestimmt werden. Die Reduktion der Höchstlast steht dabei unter Umständen im Widerspruch zu einem marktbasierten Strombezug. Durch mögliche, in dieser Studie vorgeschlagene Änderungen bei den Netznutzungsentgelten kann diese Inflexibilität adressiert und gegebenenfalls abgebaut werden.

Vermiedene Netznutzungsentgelte

KWK-Anlagen können vermiedene Nutzungsentgelte (vNNE) geltend machen. Daher werden insbesondere KWK-Anlagen im Stadtwerkebereich dazu genutzt, die maximale Bezugslast aus dem vorgelagerten Netz zu verringern. Für die Anlagenbetreiber sind die Zeitfenster, in denen die maximale Bezugslast auftreten kann, allerdings nicht eindeutig zu prognostizieren. Die KWK-Anlagen werden somit in den infrage kommenden Zeitfenstern kontinuierlich und unflexibel gefahren, gegebenenfalls trotz anderer Signale am Strommarkt. Außerdem kann der Leistungsabruf von (flexiblen) PtH-Anlagen dazu führen, dass die maximale Bezugslast erhöht wird und dadurch die vNNE als Erlös der KWK-Anlagen vermindert werden.

KWK-Anteil bei der Wärmenetzförderung

Für einige KWK-Anlagen bedingt die Wärmenetzförderung, dass die KWK-Anlagen unflexibel gefahren werden müssen, um auf einen KWK-Anteil von 60 %

zu kommen. Eine Wärmenetzförderung wird nur gewährt, wenn ein KWK-Anteil der erzeugten Wärme von 60 % vorliegt. Je nach Anlagenauslegung bedeutet das für viele KWK-Anlagen eine erforderliche Zahl von Vollbenutzungsstunden von 6000 h/a oder mehr. Damit werden die KWK-Anlagen unflexibel betrieben und können nicht integrativ im Strommarkt wirken. Um dies zu ändern, ist ein Herabsenken der Grenze des erforderlichen KWK-Anteils an der Wärmeversorgung für Bestandsanlagen notwendig.

Vergütung kleiner KWK über den üblichen Preis

Für KWK-Anlagen kleiner 2 MW_{el} gilt, dass der sogenannte übliche Preis aus dem Quartalsmittelwert des Strompreises berechnet wird. Aus dem üblichen Preis bezogen auf die eingespeiste Arbeitsmenge im Quartal errechnet sich die Stromvergütung. Der KWK-Bonus wird zusätzlich dazu gezahlt. Durch diese Praxis gibt es keinen Anreiz zur Flexibilisierung der Anlagen. Es wird eine Abschaffung der Praxis des üblichen Preises vorgeschlagen und gezielt die Einbindung der KWK-Anlagen in die strommarktorientierte direkte Vermarktung gefordert. Daraus lässt sich auch ein zusätzlicher Nutzen im Regelleistungsmarkt generieren.

Gasbezugskosten bei der KWK

Für erdgasbetriebene KWK-Anlagen kann ein Minderverbrauch durch häufiges Abschalten der KWK-Anlage und einen stärkeren Einsatz des Gaskessels für die Wärmeversorgung zu hohen Kosten bei bestehenden Gasbezugsverträgen führen, da festgelegte Gasmengen abgenommen werden müssen („Take-or-pay“-Verpflichtungen). Bei kohlebetriebener KWK können ein Abschalten der KWK und die Deckung der Wärmenachfrage durch den Einsatz von Gaskesseln zu hohen Leistungspreisen bei den Gasnetzentgelten führen. Um die Hemmnisse in diesem Bereich abzubauen, sind Weiterentwicklungen bei den Gasnetzentgelten erforderlich, die im Bereich der Gaswirtschaft diskutiert werden müssen. Durch den

Umstand, dass KWK-Anlagen auf bezogenes Erdgas keine Energiesteuern zahlen, Spitzenlastkessel hingegen schon, besteht zudem ein Anreiz, eher die KWK-Anlage als den Gaskessel einzusetzen.

Geringe Zubaudynamik bei der KWK

Der Zubau von KWK-Anlagen ist de facto zum Erliegen gekommen, wie Gores et al. (2014) feststellen. Ein weiterer Ausbau von flexibler KWK bietet gegenüber der rein konventionellen Stromerzeugung jedoch höhere Flexibilitätspotenziale. Um die Ausbauziele von 25 % KWK-Strom bis zum Jahr 2020 zu erreichen bedarf es zusätzlicher Förderung. Dabei soll nicht nur der Zubau von KWK-Anlagen, sondern auch deren Flexibilisierung gefördert werden. Die Förderung ist sowohl über die Wärmeseite wie auch die Stromseite möglich. Ersteres geschieht derzeit mit Investitionszuschüssen beim Neubau von Wärmenetzen. Die derzeitige stromseitige Förderung erfolgt durch den KWK-Bonus. Dieser entspricht einer Zusatzvergütung für den KWK-Strom für eine festgelegte Zahl an Vollbenutzungsstunden einer Anlage.

Sonstiges

Die Sektorkopplung mittels Power-to-Heat ist wichtig, da so die Integration von Erneuerbaren Energien gefördert wird. Dies kann über ein dynamisches Umlagesystem geschehen, wie in dieser Studie beschrieben. In diesem Zusammenhang gilt es zu diskutieren, inwieweit ein angepasster Primärenergiefaktor für Wärme aus Power-to-Heat anzusetzen ist. In einzelnen Anwendungsbereichen ist es für den Wärmekunden zwingend notwendig einen definierten Primärenergiefaktor zu erreichen. Für Wärme aus Power-to-Heat in Wärmenetzen könnte der Primärenergiefaktor auf null gesetzt werden, wenn die gewonnene Wärme aus EE-Überschussstrom hergestellt wird (Abregelung bei negativen Preisen, Strom aus Einspeisemanagement). Die Wärme aus der Umwandlung von ansonsten abgeregeltem Strom in Wärme hat durch die Umlagen im Strombereich insgesamt einen Wett-

bewerbsnachteil gegenüber fossil erzeugter Wärme. Für ansonsten abgeregelten Strom sollte es zu einer Angleichung der Umlagenhöhen im Strom- und Wärmemarkt kommen.

6.3 Sonstige Must-Run

Weitere Must-Run-Leistung besteht durch die Inflexibilität des konventionellen Kraftwerksparks. Bei kurzen Zeiten mit negativen Preisen an der Strombörse ist es wegen der hohen Abschaltkosten für konventionelle thermische Kraftwerke günstiger weiter zu produzieren als abzuschalten. Dies betrifft aufgrund der Xenonvergiftung insbesondere Kernkraftwerke, weite Teile des Braunkohlekraftwerksparks und einige Steinkohleblöcke. Diese Kraftwerksleistung ist somit als Must-Run-Leistung anzusehen. Eine konsequentere Bewirtschaftung im Viertelstundenraster durch alle anderen Teilnehmer erhöht die Preisvolatilität und damit den Anreiz zu flexibler Fahrweise. Auf kurze Sicht erhöht sich dadurch der Anreiz zum Abschalten der Kraftwerke, was aufgrund der Betriebsführung jedoch unwahrscheinlich ist. Auf lange Sicht wird dies zu einer Flexibilisierung von Teilen des Kraftwerksparks führen, was in der Vergangenheit schon zu beobachten war (z. B. Reduktion der Mindestleistung durch Retro-Fit). Ein großer Teil der noch verbleibenden Must-Run-Leistung aus inflexiblen Kraftwerken wird mit dem Abschalten der letzten Kernkraftwerke im Jahr 2022 verschwunden sein.

Darüber hinaus wird ein Großteil der EEG-geförderten Biomasseanlagen unflexibel betrieben, da die arbeitsbasierte Förderung des EEG einen Grundlastbetrieb anreizt. Diese Anlagen haben durch die Kombination verschiedener Speicherformen hohe Flexibilitätspotenziale und können fluktuierend einspeisende Erneuerbare Energien integrieren. Bei Biogasanlagen ist hierfür die Nutzung eines Gasspeichers oder kurzfristig die Nutzung des Gärbehälters eine Voraussetzung. Langfristig kann durch Fütterungsmanagement die Gasproduktion gesteuert werden. Durch eine Erhöhung der BHKW-Leistung kann das flexible Lei-

stungspotenzial der Anlage am Standort erhöht werden.

Dem Problem des inflexiblen Betriebs von Biomasseanlagen wurde durch die Einführung der Flexibilitätsprämie für Biogas- und Biomethananlagen begegnet, die nach der Reform des EEG in 2014 allerdings nur noch für Bestandsanlagen gilt. Die finanziellen Anreize durch die Flexibilitätsprämie sollten kontinuierlich überprüft und gegebenenfalls angepasst werden, wenn sie insbesondere für kleinere Anlagen nicht ausreichend sind, um die notwendigen Investitionen in die Anlagenerweiterung zu refinanzieren. Bei unzureichender Refinanzierbarkeit muss die Vergütung erhöht oder die Dauer des Erhalts der Flexibilitätsprämie verlängert werden, um eine Flexibilisierung der Anlagen zu gewährleisten. Kritisch ist zudem, dass der Erhalt der Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen auf 10 Jahre nach Antragstellung beschränkt ist. Da sich vor der Reform des EEG in 2014 eine große Zahl der bestehenden Anlagen für die Flexibilitätsprämie angemeldet hat, ohne bereits die technischen Voraussetzungen für einen deutlich flexibleren Betrieb (höhere BHKW-Leistung) zu erfüllen, kann die 10-Jahresregel dazu führen, dass notwendige Investitionen in zusätzliche BHKW über einen kürzeren Zeitraum refinanziert werden müssen. Daher sollte der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der zusätzlichen BHKW-Leistung ausschlaggebend für den Beginn der 10-Jahresfrist sein. Eine Wiedereinführung der Flexibilitätsprämie für Neuanlagen sowie die Erweiterung auf feste und flüssige Biomasse würde zudem höhere Anreize zur Flexibilisierung setzen, als die für Neuanlagen vorgesehene Option der Flexibilitätsprämie (siehe auch Kapitel 13.1).

Als letzte Quelle von Must-Run-Leistung sind Müllheizkraftwerke zu nennen. Diese haben ähnlich wie konventionelle Kraftwerke ein hohes Potenzial zur Flexibilität, obgleich höhere Herausforderungen bei der Brennstoffzufuhr. Vielfach werden Müllheizkraftwerke nicht stromgeführt betrieben, da sie primär der Müllentsorgung dienen, sekundär der Wärmebereitstellung und tertiär der Stromproduktion. Zusätzlich zu der bereits erörterten KWK-Problematik bilden die

komplexen Prozessabläufe der Müllverbrennung häufig keine flexible Stromproduktion ab. Ebenso sind die Anforderungen an die Abgaswerte der Müllheizkraftwerke besonders hoch und können durch die flexible Fahrweise zeitweise außerhalb des Normbereichs liegen. Durch die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Anpassung der Regularien im Bereich des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWK-G) und der Netznutzungsentgelte können die Anreize geschaffen werden, um die Flexibilisierung der Müllheizkraftwerke zu gewährleisten.

Eine wesentliche Quelle von Must-Run-Leistung ist die Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung. FGH et al. (2012) beziffern diese je nach Last- und EE-Einspeise-Situation auf 4–20 GW. Diese kann zum Teil durch intelligente Technik wie regelbare Ortsnetztrafos, Sensorik in Umspannwerken oder Blindleistungsbereitstellung durch Windparks adressiert werden. Dies entspricht dem Konzept, dass aus Netzbetreibern zunehmend Netzmanager werden (siehe auch Kapitel 7.2.3). Dennoch stellt die Blindleistungsbereitstellung auf Übertragungsebene eine hohe Herausforderung dar.

7 Aufbau von Flexibilität fördern

7.1 Konzept einer Dynamisierung

Um neue Flexibilitäten in den Markt zu integrieren, müssen neben verlässlichen Rahmenbedingungen klare finanzielle Anreize bestehen, die den Akteuren die Deckung ihrer Investitionskosten ermöglichen. Nachfrageseitige Flexibilität stellt, wie in Kapitel 3 ausgeführt, ein großes Flexibilitätspotenzial dar. Während jedoch die Stromerzeuger ein direktes Preissignal aus dem Markt erhalten, sind die Großhandelsstrompreise für Endkunden mit einer Vielzahl von Umlagen, Entgelten, Abgaben und Steuern versehen, die die Signale in ihrer Relevanz abschwächen. Zudem orientieren sich Preise in Stromlieferverträgen nur teilweise am aktuellen Spotpreis: Zumeist wird im Rahmen der strukturierten Beschaffung bereits am Terminmarkt ein Großteil der Liefermenge eingekauft, sodass für den Endkunden entsprechende Mischpreise gelten. Hinzu kommt, dass insbesondere Kleinkunden in Vollversorgungsverträgen über Fixpreisverträge Strom beziehen und damit gar keine Anreize zum flexiblen Verbrauch erhalten.

Um die Anreizwirkung volatiler Marktpreise an die Nachfrager besser weiterzugeben, wird im Folgenden

vorgeschlagen, ausgewählte Endkundenpreisbestandteile neu zu gestalten. Grundproblem ist dabei, dass die fixen Strompreisaufschläge die vorhandene Volatilität der Spotmarktpreise verzerren bzw. unattraktiv machen, um kostengünstige Flexibilitätspotenziale zu heben: Zwar sind die absoluten Preisunterschiede zwischen den Einzelstunden mit und ohne fixe Umlage identisch. Betrachtet man jedoch die prozentualen, auf das jeweilige Preisniveau bezogenen Preisunterschiede, wird deutlich, dass die wahrgenommene Volatilität in Form der relativen Differenz zwischen den Stunden bei einer fixen Umlage geringer ausfällt, als bei den reinen Spotmarktpreisen bzw. bei Anwendung einer dynamischen Umlage. Dies kann anhand der Abbildung 7-1 nachvollzogen werden. Ist die Umlage linear vom Preis abhängig, so ergibt sich zwingend ein identischer relativer Verlauf der Preiskurven mit und ohne dynamischer Umlage (blaue Kurve überlagert rote).

Bedacht werden muss aber auch, dass kein Abnahmekunde ausschließlich zu Spotpreisen beliefert wird. Lediglich ein Teil der für ihn beschafften Menge wird am Spotmarkt eingekauft und weist entsprechend die an der aktuellen Erzeugungssituation orientierte Vo-

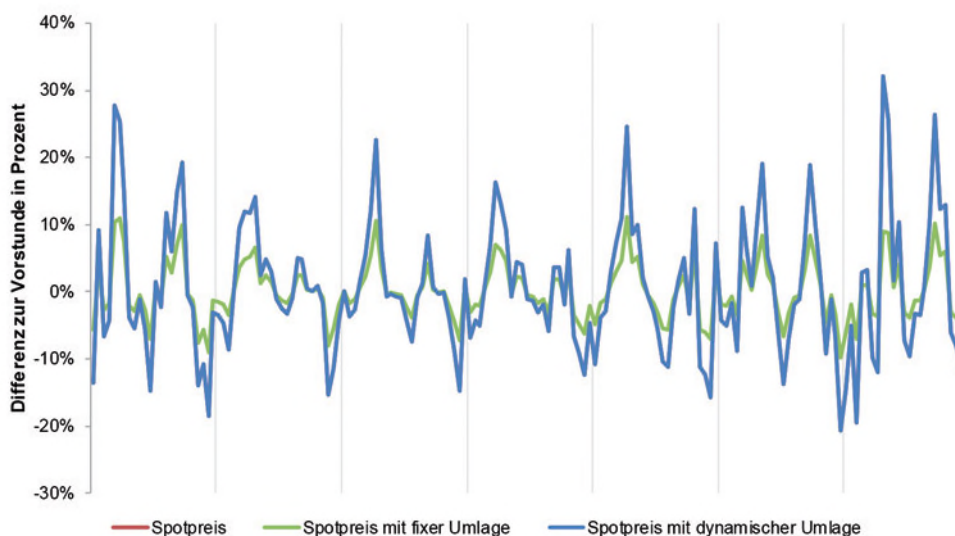


Abbildung 7-1: Preisdifferenzen zwischen aufeinanderfolgenden Stunden (Wachstumsrate) – Beispielwoche September 2012 (rote Kurve hinter blauer Kurve)

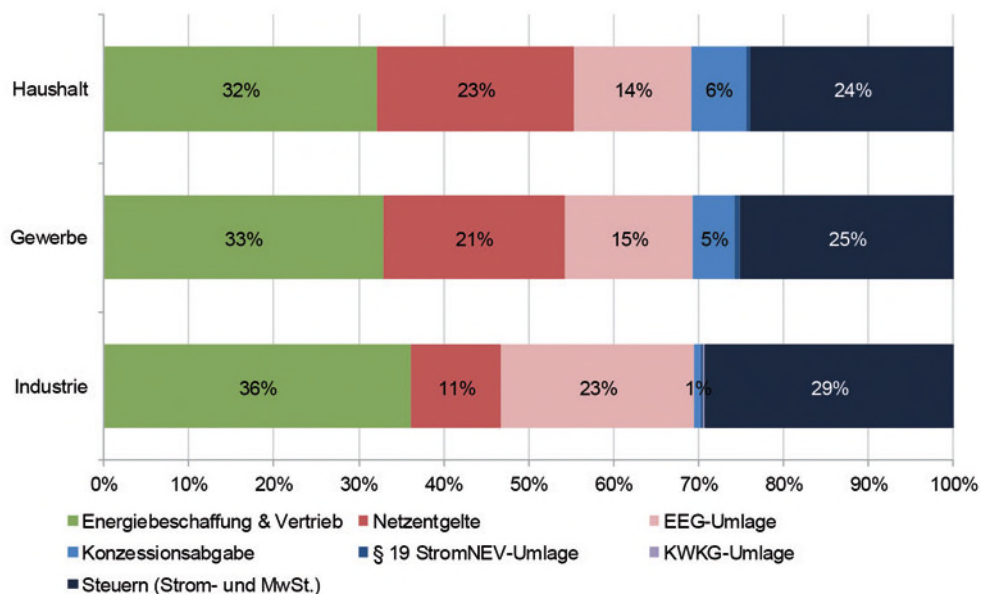


Abbildung 7-2: Preisbestandteile für Verbraucher nach Typ (2012) – Variabler Teil (Grün) vs. heute fixer Teil (Rot + Blau) (Vgl. Monitoringbericht 2013)

7

latilität auf. Um diese Volatilität jedoch als Signal zum Kunden zu transportieren, kann sie auf die übrigen Preisbestandteile übertragen werden.

Aus diesem Grund wird vorgeschlagen, das bestehende System fixer Preisaufschläge durch eine **Dynamisierung der additiven Preisbestandteile** zu ersetzen und damit die Anreize für flexible Nachfrageanpassungen zu erhöhen. Statt für jede verbrauchte Einheit Strom den gleichen Betrag an Umlagen, Entgelten und Abgaben zu erheben, sollte der entsprechende Preisbestandteil mit Hilfe eines Marktindikators wie beispielsweise dem Spotpreis in der Höhe angepasst werden. Dies kann über einen Faktor erfolgen, mit welchem der Spotpreis stündlich multipliziert wird. Sind die Preise niedrig, wird nur eine geringe Umlagen- bzw. Abgabenzahlung fällig, sind die Preise hoch, wird durch die Multiplikation der Betrag hingegen deutlich erhöht. Prozentual betrachtet bestehen in Folge der Dynamisierung wieder die ursprünglichen Preisunterschiede zwischen den Stunden (vgl. Abbildung 7-1). Die absoluten Preisunterschiede erhöhen sich hingegen und geben ein verstärktes Preissignal an den Stromnachfrager, sich marktorientiert zu verhalten. Für den Nachfrager wird es so lohnenswert,

den Strombezug möglichst in die Niedrigpreisstunden zu verlagern.

Für die **konkrete Ausgestaltung** kann an verschiedenen Parametern, eingestellt werden, in welchem Umfang eine Dynamisierung stattfindet. Es besteht beispielsweise die Möglichkeit, nur einen Teil der Entgelte in eine Preisabhängigkeit zu überführen und den Rest weiterhin als fixen Aufschlag zu erheben. Dies kann auch genutzt werden um einen Übergang zwischen den Entgeltregimen zu erleichtern. Auch ist es denkbar, eine freiwillige Beteiligung anzubieten, sodass sich die Akteure nur, wenn sie potenziell in der Lage sind, Lasten zu verlagern, an der Dynamisierung partizipieren. Dies bedeutet aber, dass dann indirekt die spezifischen Umlagen und Abgaben für alle Verbraucher in Summe steigen. Insgesamt sollte das System nämlich so ausgestaltet sein, dass in Summe über alle Verbraucher die gleiche absolute Höhe an Umlage-/ Abgabeeinnahmen erreicht wird wie zuvor.

Dabei wurde zunächst untersucht, welche Endkundenpreisbestandteile einen hohen Anteil am Strompreis ausmachen und deshalb bei Strukturveränderungen den größten Anreizeffekt erzielen können. Dies sind die **EEG-Umlage** sowie die Kosten für die

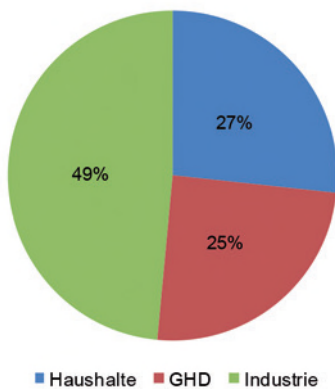


Abbildung 7-3: Stromverbrauch nach Verbrauchergruppen 2012. Gesamt: 534,0 TWh (Vgl. AG Energiebilanzen 2013)

Netznutzung in Form der **Netzentgelte**, wie in Abbildung 7-2 deutlich wird. Bei einer Dynamisierung von Preisbestandteilen sollte stets ein Zusammenhang zwischen der Wirkrichtung und der Verwendung der Gelder bestehen. Bei der EEG-Umlage besteht die Möglichkeit, durch Nachfrageanpassungen die Erneuerbaren Energien besser als bisher in den Markt zu integrieren. Damit eignet sich die EEG-Umlage nicht nur durch die absolute Höhe, sondern auch inhaltlich in der öffentlichen Wahrnehmung für eine Dynamisierung. Die Netzentgelte wiederum fallen für den Betrieb der Netze an, welcher durch eine Einbindung der Nachfrageseite bei gezielter Steuerung in Engpasssituationen in seiner Kosteneffizienz gesteigert werden kann. Somit besteht auch hier bei Verwendung eines Indikators für die Netzsituation eine Kongruenz von Wirkrichtung des Anreizes und Verwendungszweck der Entgelte.

Zur Einbeziehung der Verbrauchergruppe „Haushalte“ ist es nötig, diesen Zugang zu den Marktpreissignalen zu verschaffen, in dem sie über zeitvariable Tarife oder vollständig über die Börsenspotpreise oder einen daran orientierten Preis abgerechnet werden. Voraussetzung hierzu ist jedoch zunächst die Installation von Echtzeitverbrauchsmessern, die in der Mehrzahl der Haushalte heute nicht vorhanden sind und damit unter Flexibilitätsinvestitionskosten fallen. Im ersten Schritt könnten diese jedoch von einer Dynamisierung ausgeschlossen bzw. zur freiwilligen Teilnahme aufge-

fordert werden. Alternativ ist die Weitergabe der Dynamisierung an Haushalte durch Aggregatoren oder Vertriebe über vereinfachte pauschalisierte Tarife bzw. Mess- und Aussteuerungstechniken denkbar. Abbildung 7-3 zeigt, dass Haushalte lediglich 27 Prozent des deutschen Stromverbrauchs ausmachen, der einstweilige Ausschluss von dynamischen Umlagen hat demnach nur einen begrenzten Effekt und kann so vorerst toleriert werden.

Da die Kunden, deren Abrechnung über ein SLP-Profil erfolgt (Kunden mit einem Jahresverbrauch kleiner 100.000 kWh, d. h. Haushalte und kleinere Betriebe), vorerst aufgrund der nicht ausreichenden Messinfrastruktur sowohl für zeitvariable Stromtarife als auch für variable Entgelte ungeeignet sind, beziehen sich die hier vorgeschlagenen Anpassungen zunächst auf Verbraucher, die über eine RLM-Messung verfügen und somit heute bereits in der Lage sind, Lastanpassungen durchzuführen. Im zweiten Schritt, d. h. bei weiterer Kostendegression im Bereich der intelligenten Messsysteme und zunehmender Marktdurchdringung sowie Lerneffekten bezüglich dynamischer Preisbestandteile, können dann weitere Potenziale im Kleinkundenbereich erschlossen werden.

Die Dynamisierung von Preisbestandteilen weist neben den für die Hebung von Flexibilitätspotenzialen entscheidenden Effekten einer erhöhten Preisvolatilität eine Reihe weiterer **Vorteile** auf:

- Da kein zusätzliches Förderschema geschaffen wird, sich die Höhe der dynamisierten Preisbestandteile ausschließlich an Preisveränderungen am Strommarkt orientiert und nur für Verbraucher wirkt, wird nicht in den grundsätzlichen Preisbildungsmechanismus am Strommarkt eingegriffen. Zudem kann die Menge an nachfrageseitig benötigter Flexibilität und die konkret verwendete Technologie über den Markt ermittelt werden.
- Durch eine Lastanpassung kann darüber hinaus nicht nur ein Ausgleich im Gesamtsystem, sondern, je nach Ausgestaltung, auch auf Verteilnetzebene stattfinden – da regional in Engpasssituati-

onen durchaus abweichende Signale als die des Spotmarktes relevant sind, besteht hier die Möglichkeit, auch über Netzindikatoren die Laststruktur zu beeinflussen.

- Eine an den Marktbedingungen, d. h. im weitesten Sinne auch an der Erzeugungssituation fluktuierender Erzeuger orientierte Nachfrage verringert daneben auch die heutigen Stromexporte zu Niedrigpreisen, da die Menge an EE-Strom, ausgelöst durch eine hohe, nicht steuerbare Produktion, von den Nachfragern aufgenommen werden kann. Dies erhöht die Wertigkeit des EE-Stroms und entlastet die EEG-Umlage.
- Der bei einer konstanten Umlagehöhe starke Anreiz zu Eigenverbrauch sinkt durch eine Dynamisierung vor allem in den Stunden, in denen die Preise sehr gering sind und eine zusätzliche Nachfrage zur Integration der Erneuerbaren in besonderem Maße beitragen kann.
- Da der Strompreis mit einer Vielzahl weiterer Preisbestandteile belegt ist, lohnt es sich vielfach nicht, überschüssigen Strom in Wärme umzuwandeln, da die Wärmeabsatzpreise nicht die Stromkosten kompensieren können. Eine Dynamisierung ermöglicht hier, dass bei niedrigen Preisen Wärme aus Strom konkurrenzfähig wird. Folglich wird eine Sektorenkopplung vor allem in Stunden mit hohem Stromangebot erleichtert.
- Wird von einer systematischen, dauerhaften Anpassung der Nachfrage an die Produktionsgegebenheiten ausgegangen, kann weiterhin über eine Reduktion der Residuallastspitze der Bedarf an gesicherter Leistung gesenkt werden.
- Vorteilhaft an einer Dynamisierung ist überdies, dass sie bei effizienter Ausgestaltung als aufkommensneutral betrachtet werden kann, da insgesamt die gleichen Einnahmen wie mit einer fixen Umlage generiert werden.

Um einen vollständigen Überblick der Konsequenzen einer Dynamisierung zu geben, sollen im weiteren Verlauf mögliche **Nachteile** beschrieben werden:

- Ein wesentliches Problem besteht in der Tatsache, dass nur die Akteure durch die Dynamisierung ein verstärktes Marktsignal erhalten, die auch von der jeweiligen Umlage betroffen sind. Da es beispielsweise bei der EEG-Umlage eine Vielzahl an Ausnahmeregelungen gibt, erhält insbesondere die energieintensive Industrie, die sich für eine Lastverlagerung teilweise gut bis sehr gut eignet, keine zusätzlichen Anreize. Hinzu kommt, dass eine zeitliche Bepreisung auch eine Erfassung des Lastverlaufs voraussetzt. SLP-Kunden im Haushalts- und Kleingewerbebereich sind somit vorerst ausgenommen.
- Damit einher geht eine gewisse Unsicherheit über das Volumen der zu erwartenden Nachfrageanpassung – einerseits da sich Ausnahmeregelungen nicht als über die Zeit konstant darstellen, andererseits weil kleinere Verbraucher unter Umständen weniger preissensibel sind. Zudem ist nicht bekannt, ob SLP-Kunden Preisanreize durch ein dynamisches Entgelt attraktiv genug finden, um freiwillig den Umsetzungsaufwand der Umstellung auf eine RLM-Abrechnung bzw. auf Smart Meter in Kauf zu nehmen, welche zudem im Moment noch mit hohen Kosten verbunden sind.
- Aufgrund einer gewissen Marktträgheit werden anfänglich die Kosten für inflexible Nachfrager ansteigen. Zudem sind jene Nachfrager dauerhaft im Nachteil, die aus (prozess-)technischen Gründen nicht in der Lage sind, ihren Strombezug zu variieren oder nicht variieren wollen. Grundsätzlich bildet die Verlagerung der Kostenzahlungen zwischen bevorteilten flexiblen und benachteiligten unflexiblen Verbrauchsanwendungen die Basis für die Anreizwirkung der Dynamisierung. Hier ist durch die konkrete Ausgestaltung ein vertretbarer Mittelweg zwischen einer Benachteiligung unflexibler Verbraucher und notwendigem Anreiz der Flexibilität zu finden (siehe hierzu auch Kapitel 7.2.1).

- Die Einführung dynamischer Preisbestandteile ist administrativ und operativ sehr aufwendig, da das System definiert und austariert werden muss. Besonders der Umsetzungsaufwand zur Erhebung der Umlage durch z. B. den Verteilnetzbetreiber, das zuständige EVU oder der ÜNB ist als hoch anzusehen. Zudem ist ein konstantes Monitoring erforderlich.
- Dabei besteht ein gewisses Risiko für den Empfänger der Umlagen und Entgelte, nicht die Einnahmen zu generieren, die prognostiziert worden sind, da sowohl die künftigen Börsenpreise als auch die Nachfragereaktion unbekannt sind.
- Ändern sich die Marktbedingungen, so besteht Anpassungsbedarf. Um den Markt nicht zu verunsichern sind prinzipiell nur seltene oder regelmäßig geringfügige Anpassungen tolerierbar.
- Für Wirtschaftsunternehmen erhöht sich die Planungsunsicherheit bezüglich anfallender Kosten/zu erwartender Erlöse.

Bei einer großflächigen Reaktion der Nachfrager auf die Signale des Marktes hat eine Dynamisierung Einfluss auf die Preisstruktur am Strommarkt. Dabei ist davon auszugehen, dass durch mehr Flexibilität im System der Börsenpreis im Mittel reduziert und der Strombezug für alle Verbraucher günstiger wird (siehe Abbildung 7-8). Darüber hinaus gleichen sich die Preise an, wenn die Nachfrage in Hochpreisphasen verringert und in Niedrigpreisphasen erhöht wird. Dieser Effekt verringert auf lange Sicht die Anreize zur flexiblen Stromnachfrage wieder, da die Preisunterschiede zwischen den Stunden weniger signifikant sind. Vorteil hieran ist jedoch die Erhöhung des Marktwerts der Erneuerbaren, da sie ihren Strom zu annähernd durchschnittlichen Kosten vermarkten können und nicht durch eine gleichzeitige, hohe Einspeisung den eigenen Preis drücken. Damit verringert sich auch die Deckungslücke, was das EEG-System entlastet. Prinzipiell ist also eine Dynamisierung selbstregulierend hinsichtlich Bedarf und Ausbau an Flexibilität. Welche Effekte jedoch in welchem Ausmaß auftreten, ist aus heutiger Sicht nicht abzusehen.

7.2 Dynamisierung anhand von drei Beispielen

Im Folgenden sollen einzelne Beispiele für dynamisierte Entgelte weiter ausgeführt und Ausgestaltungsmöglichkeiten vorgestellt werden. Dabei wird noch nicht explizit auf ein Zusammenspiel der einzelnen Komponenten eingegangen – hier gilt es in weiteren Untersuchungen Wege zu finden, die Vorschläge intelligent zu kombinieren. Als Überlegungsansatz soll hier die Netzampel dienen, welche als Mittler zwischen Markt- und Netzsituation eingesetzt werden kann.

7.2.1 EEG-Umlage

Das Thema dynamische EEG-Umlage ist seit etwa 2012 in der energiewirtschaftlichen Diskussion vertreten (Ecofys 2014). Die Dynamisierung der EEG-Umlage erlaubt zusätzliche Anreize für die Integration von fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien zu setzen – nämlich die Erneuerbaren Energien zu nutzen, wenn diese einspeisen.

Bei der Ausgestaltung der Dynamisierung sollte darauf geachtet werden, dass mit der dynamischen EEG-Umlage am Ende eine identische EEG-Umlagesumme erzeugt wird, wie mit der fixen EEG-Umlage. Dies garantiert, dass die Finanzierungsgrundlage der Erneuerbaren Energien und die Abgabenlast gleich bleiben. Wird die EEG-Umlage anhand der Spotmarktpreise dynamisiert, kann dies durch einen geeigneten Multiplikator erreicht werden. Bei einem angenommenen festen Multiplikator ist die Höhe des Strompreises somit ausschlaggebend für die Höhe der Umlagerlöse. Die Höhe des Multiplikators muss angepasst werden, sobald sich das Strompreisniveau im Mittel signifikant ändert oder sich die erforderliche, zu erzielende Umlagesumme ändert. Bei einem tendenziell fallenden Preisniveau an der Strombörse wie in den vergangenen Jahren wird ein höherer Multiplikator benötigt, damit die insgesamt erlöste Umlagesumme nicht abnimmt. Die Notwendigkeit der Anpassung eines Multiplikators bei sich nachhaltig änderndem Preisniveau ist in Abbildung 7-4 veranschaulicht. Er-

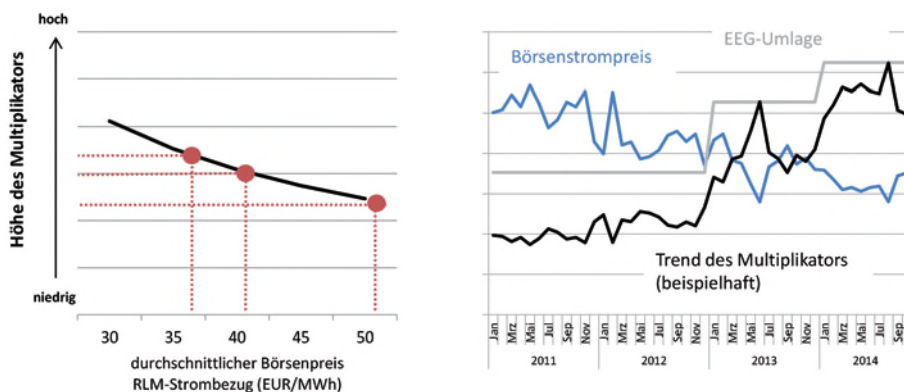


Abbildung 7-4: Illustration des Anpassungsbedarfes beim Multiplikator

kenntlich ist, dass seit den ersten Veröffentlichungen zum Thema dynamische EEG-Umlage im Jahr 2012 der Strompreis deutlich gesunken und die erforderliche EEG-Umlagesumme angestiegen ist. Damalige Aussagen über die Höhe des Multiplikators müssen unter den heutigen Rahmenbedingungen neu bewertet werden. Der häufig diskutierte Multiplikator von 1,2 wäre derzeit nicht ausreichend, um die notwendige EEG-Umlagesumme zu erlösen.

Für eine erste Parametrisierung muss zudem der Stromverbrauch der von der Dynamisierung betroffenen Verbraucher prognostiziert werden. Für den Fall, dass zunächst nur RLM-Kunden betroffen sind,

muss der entsprechende Verbrauch aller RLM-Kunden prognostiziert und mit dem erwarteten Börsenpreis gewichtet werden. Als erste Näherung gilt, dass die fixe EEG-Umlage geteilt durch den gewichteten Mittelwert des Preises einen Richtwert für den Multiplikator ergibt.

Je öfter der Multiplikator an Strompreis- oder EEG-Umlageentwicklungen angepasst wird, desto höher die Genauigkeit. Über- oder Untersteuern wird damit vermieden. Denkbar wäre eine quartalsmäßige Anpassung in Bezug auf den entsprechenden Vorjahreszeitraum. In jedem Fall erfordert die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage kontinuierliches Monitoring.

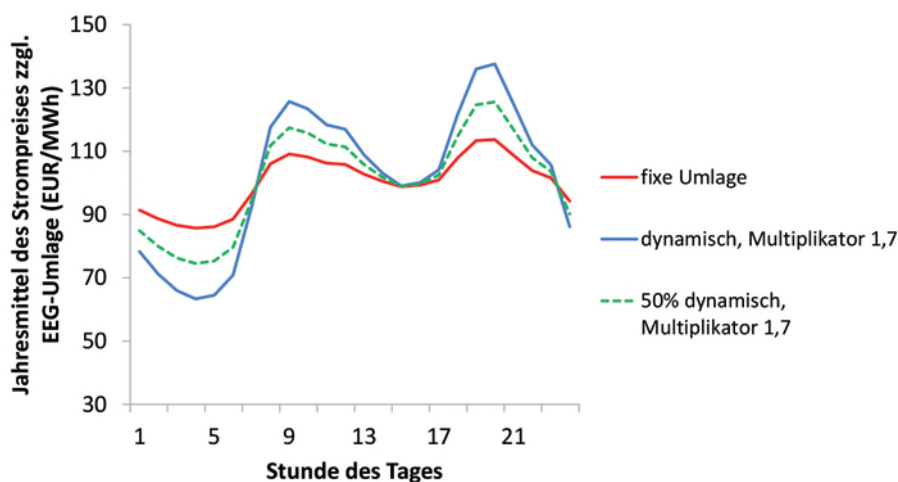


Abbildung 7-5: Durchschnittliches Tagespreisprofil (Großhandelspreis + EEG-Umlage) mit und ohne Dynamisierung der EEG-Umlage

Vorangegangene Abbildung zeigt das durchschnittliche Tagespreisprofil in Form des Großhandelspreises zzgl. der EEG-Umlage bei einem exemplarischen Multiplikator von 1,7. Dargestellt sind eine vollständige und eine anteilige Dynamisierung sowie das bisherige Modell mit fixer Umlage. Im Status Quo ist der Preisunterschied (Spread) zwischen Tag- und Nachtpreisen sehr gering (Min: 85,7 / Max: 113,7 / max. täglicher Spread: 28 EUR/MWh). Das Mittagstal ist wenig ausgeprägt und der Anreiz für Lastmanagement entsprechend gering.

Bei einer Teildynamisierung der EEG-Umlage können beispielsweise als erster Vorschlag 50 % der EEG-Umlage fix aufgeschlagen und 50 % dynamisiert werden. Die anteilige Dynamisierung ermöglicht eine stufenweise Anpassung bis hin zu einer vollständigen Dynamisierung und kann somit als Modell für die Übergangszeit angesehen werden. Die Preisspreads sind höher als im Status Quo, aber geringer als bei vollständiger Dynamisierung (Min: 74,5 / Max: 125,6 / max. täglicher Spread: 51,1 EUR/MWh). Die Anreizwirkung für Lastverlagerung steigt im Falle der in Abbildung 7-5 dargestellten 50%igen Dynamisierung um den Faktor 1,8.

Eine vollständige Dynamisierung der Umlage führt zu einer sehr deutlichen Erhöhung der Preisspreads (Min: 58,6 / Max: 128,1 / max. täglicher Spread: 69,4

EUR/MWh). Die Anreizwirkung erhöht sich um den Faktor 2,5.

Um extreme Umlagehöhen in einzelnen Stunden zu vermeiden, wurde in diesem Beispiel die Umlage auf einen Maximalwert fixiert. Sobald der Spotmarktpreis größer als 80 EUR/MWh ist, beträgt die dynamisierte Umlage maximal 136 EUR/MWh. Die Einführung eines Deckels verringert zwar die Anreizwirkung zur Lastverschiebung, verhindert aber übermäßige Kosten für inflexible Verbraucher in einzelnen Stunden. Die Auswirkungen unterschiedlicher Deckel sind in Abbildung 7-6 für das durchschnittliche Tagespreisprofil dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Höhe eines möglichen Deckels die Anreizwirkung (Spreads) ab einer gewissen Höhe (Spotmarktpreis ~80 EUR/MWh) nur noch geringfügig beeinflusst. Es kann gefolgert werden, dass es derzeit sinnvoll sein kann, einen Deckel ab einem Strompreis von 80 EUR/MWh einzuführen. Bei einem Multiplikator von 1,7 beträgt die maximale EEG-Umlage dann 136 EUR/MWh. Bei einer Deckelung der Dynamisierung ab einem Spotmarktpreis von 60 EUR/MWh maximal 102 EUR/MWh und bei 100 EUR/MWh maximal 170 EUR/MWh. Es gilt zu beachten, dass der Einfluss auf die Anreizwirkung von der Häufigkeit hoher Preise abhängt. Die Auswertungen in Abbildung 7-6 basieren auf den Strompreisen und der EEG-Umlage des Jahres 2013.

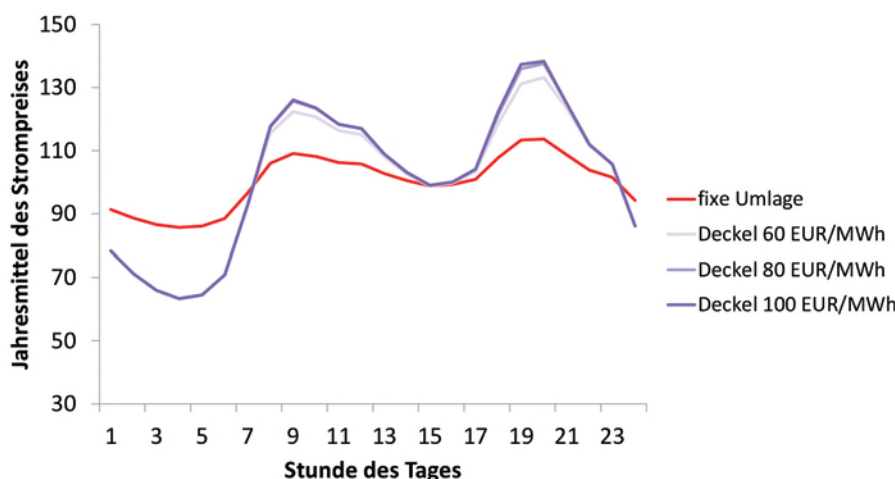


Abbildung 7-6: Variationen der Deckelung der Dynamisierung

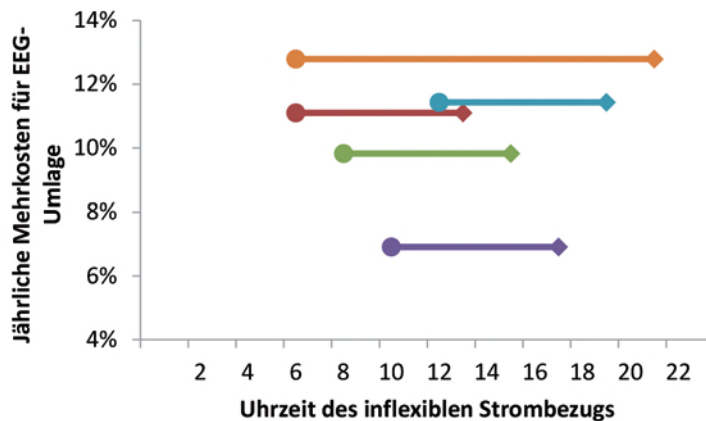


Abbildung 7-7: Zusatzkosten für inflexible Verbraucher

Die dynamische EEG-Umlage wird inflexiblen Verbrauchern mit höheren Kosten belasten als flexiblen Verbrauchern, wenn er in Zeiten hoher Börsenpreise stattfindet. Unter vereinfachten Annahmen kann davon ausgegangen werden, dass inflexiblen Verbrauchern zusätzliche Kosten zwischen 7 % und 13 % gegenüber dem System mit der fixen EEG-Umlage entstehen werden (siehe Abbildung 7-7). Die Höhe ist abhängig von der Dauer und des Zeitraums des Strombezugs sowie den Rahmenbedingungen der Parametrisierung. Hier wurden eine vollständige Dynamisierung mit dem Multiplikator 1,7 und einem Deckel von 80 EUR/MWh und die historischen Preisdaten aus dem Jahr 2013 angenommen. Weitere vereinfachte Annahmen sind, dass die inflexiblen Verbraucher in der Zeit des inflexiblen Strombezugs eine Bandlast beziehen und der Strombezug über das ganze Jahr im selben Zeitraum erfolgt. Für eine differenzierte Analyse der Mehrkosten besteht weiterer Forschungsbedarf.

Im Umkehrschluss werden Verbraucher, die zu Zeiten mit geringen Preisen Strom beziehen, in Höhe der Mehrkosten der inflexiblen Verbraucher profitieren. Aus Gesamtsystemsicht ist der Vorschlag kostenneutral. Gleichzeitig bewirkt der Vorschlag eine Reduktion des Anreizes zum Eigenstromverbrauch. In (Ecofys 2014) konnte gezeigt werden, dass sich durch die Dynamisierung eine Eigenerzeugung bei negativen Preisen,

also dann, wenn ein Strombezug vom Strommarkt aus Gesamtsystemsicht sinnvoller wäre, auch trotz Befreiungstatbeständen bei der EEG-Umlage nicht mehr lohnt. Entgegen den vorangegangenen Betrachtungen kann es trotzdem sinnvoll sein Eigenverbrauch zu fördern. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Eigenverbrauch systemdienlich durchgeführt wird und ökologisch effiziente Technologien anreizt.

Desweiteren gilt es zu diskutieren, inwiefern die Gewährung der Umlagenbefreiung von Industriekunden nur in Bindung an eine vertretbar ambitionierte, progressive Teilnahme zum netzdienlichen Verhalten geknüpft sein könnte. Dies können zum Beispiel Systemdienstleistungen oder Demand-Side-Management sein. Es muss dabei auch auf die Wettbewerbsfähigkeit der Firmen geachtet werden und eine starke Benachteiligung im Vergleich zum jetzigen Zeitpunkt gilt es zu vermeiden.

Abschließend zeigt Abbildung 7-8 noch einmal eine Zusammenfassung ausgewählter wesentlicher Effekte einer Dynamisierung der EEG-Umlage. Durch die Lastverschiebungen aufgrund der erhöhten Verlagerungsanreize durch die dynamisierte EEG-Umlage sinkt das Preisniveau auf dem Spotmarkt in den Hochpreiszeiten und steigt in den Niedrigpreiszeiten. Es ist davon auszugehen, dass der Nettoeffekt zu insgesamt sinkenden

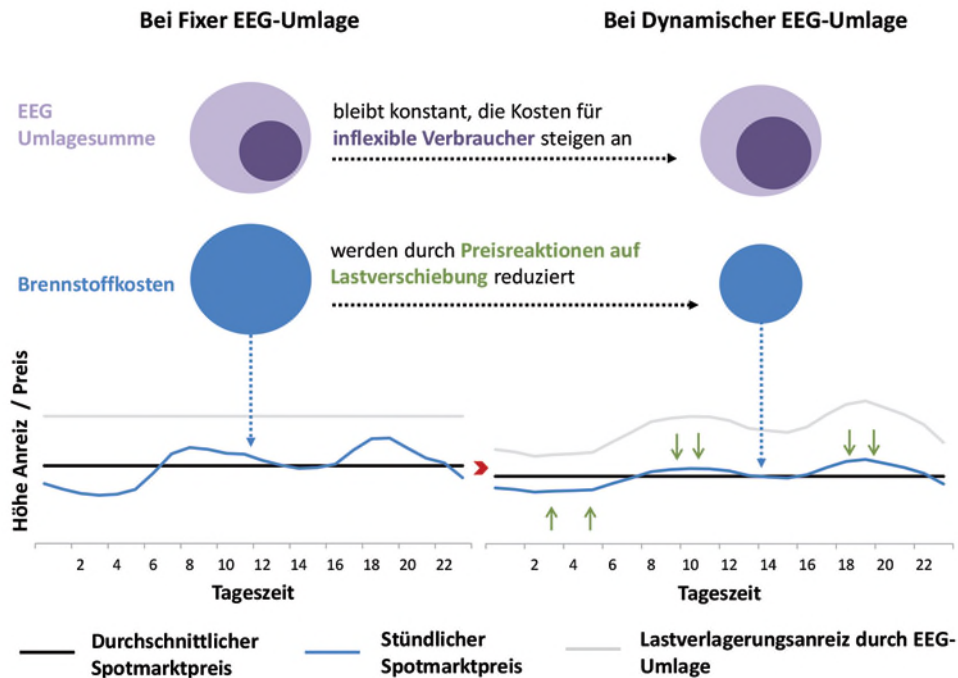


Abbildung 7-8: Schematische Darstellung qualitativer Effekte bei Einführung der dynamisierten EEG-Umlage

Preisen und zu einem geringeren Durchschnittspreis am Spotmarkt führt. Grund hierfür ist die steilere Merit-Order, Kurve im Hochpreissektor des Spotmarktes bzw. bei hoher Nachfrage. Die Kosten für Brennstoff für die Erzeugung können sich also bei einer Dynamisierung verringern. Gleichzeitig steigt der Marktwert der Erneuerbaren Energien, da in Niedrigpreisphasen der Preis stabilisiert wird. Die erlöste Umlagesumme bleibt bei korrekter Parametrisierung im Wesentlichen konstant, auch wenn gewisse Prognoseunsicherheiten ähnlich wie bei der heutigen Umlage nicht zu vermeiden sind. Die Belastung der inflexiblen Verbraucher steigt bei einer Dynamisierung jedoch an. Insgesamt sind diese Effekte hier nur qualitativ untersucht worden und in Abbildung 7-8 schematisch dargestellt: Die Analyse von quantitativen Wirkungen erfordert weitere Forschungsarbeit. Deutliche Effekte sind sehr stark davon abhängig, in welchem Umfang eine Reaktion der Nachfrage möglich ist.

Grundsätzlich sollte das Konzept der dynamischen EEG-Umlage zunächst auf Verbraucher mit gemessenem Lastgang angewandt werden (RLM-Kunden).

Im Haushalts- und Gewerbebereich ohne Lastgangmessung muss aufgrund der notwendigen Installation von Smart-Metern und des aufwendigeren Mess- und Prozesswesens ein deutlich höherer Aufwand betrieben werden. Gleichzeitig sind die Verbräuche und das damit verbundene Lastmanagementpotenzial insbesondere im Haushaltbereich deutlich niedriger. Eine Ausweitung des Instruments auf nicht leistungsgemessene Verbraucher kann daher auch zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen.

7.2.2 KWK-Bonus

Als Teil der Flexibilisierung von KWK-Anlagen wird es notwendig sein, den Anreiz zur Flexibilisierung zu erhöhen. Dies kann in mehreren Wegen ausgestaltet werden. Analog zu der Dynamisierung der EEG-Umlage und den Netznutzungsentgelten sollte die steuernde Wirkung der Strommarktpreise genutzt werden.

Eine Variante zur Erhöhung der Flexibilität ist die Einführung einer Flexibilitätsprämie für KWK-Anlagen

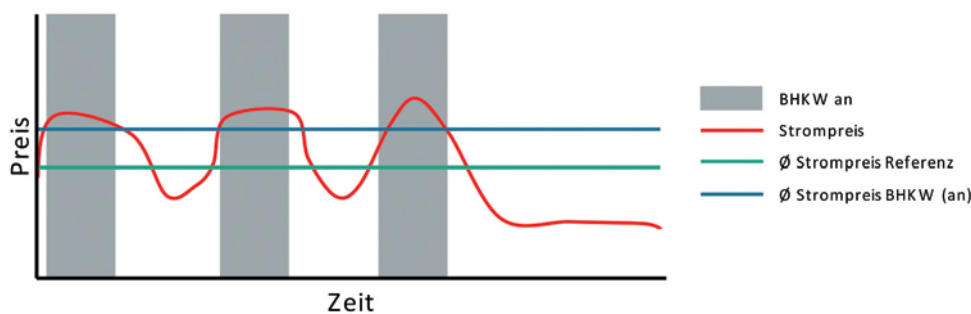


Abbildung 7-9: Schematische Darstellung des Flexibilisierungsanreizes für KWK-Anlagen

analog zu den Biomasseanlagen. Erfahrungen bei den Biomasseanlagen haben allerdings gezeigt, dass sich die konkrete Ausgestaltung der Prämie schwierig gestaltet. Es sollte darauf geachtet werden, dass bei der Umsetzung im KWKG und EEG Synergieeffekte möglichst hoch sind, um den Umsetzungsaufwand so niedrig wie möglich zu halten. Die Erhöhung der Flexibilität hängt vor allem von der Höhe der Prämie ab und bildet daher nur bedingt den Flexibilitätsbedarf des Energiesystems ab. Daher sollte eine Variante gewählt werden, welche den Flexibilitätsbedarf des Energiesystems berücksichtigt. Es wird daher als Lösung vorgeschlagen, eine Orientierung am Spotpreis zu nutzen.

Eine mögliche Ausgestaltung liegt in der Nutzung von Referenzpreisen auf Monatsbasis. Untenstehende Abbildung verdeutlicht dies. Dort ist der Spotmarktpreis in rot skizziert. Aus diesem ergibt sich der Referenzpreis im Referenzzeitraum (grün). Die flexible KWK-Anlage sollte zu Zeiten mit hohen Strommarktpreisen ihren Strom bereitstellen. Dieses Verhalten kann durch einen erhöhten KWK-Bonus erreicht werden, welcher in Abhängigkeit des Strompreises variiert.

Dieser kann auf Basis des Mittelwertes des Strompreises gebildet werden, zu denen die KWK-Anlage produziert. Für eine flexible KWK-Anlage wird sich daraus ergeben, dass der mittlere Preis zu Produktionszeiten höher ist als der Referenzpreis. Für die Bestimmung des Grades an Flexibilität einer KWK-Anlage kann die Differenz des Referenzstrompreises zum mittleren Produktionspreis herangezogen werden.

Dabei ist die Erhöhung des KWK-Bonus folgendermaßen vorstellbar: Die prozentuale Veränderung zwischen dem Referenzpreis und dem mittleren Strompreis der KWK-Anlage zu Betriebszeiten wird in einen Faktor für die Erhöhung des KWK-Bonus umgesetzt. Dabei muss eine Steigerung des Preises nicht eins zu eins in eine Steigerung des KWK-Bonus umgerechnet werden. Durch einen geeigneten Faktor lässt sich die Wirkung gezielt anpassen. Inflexible KWK-Anlagen erhalten den KWK-Bonus nach derzeitiger Vergütungsstruktur.

Die erhöhten KWK-Boni regen Flexibilität über eine Erweiterung der Anlagen an bzw. können als Anreiz den Ausschlag für eine Erweiterung der Anlagen geben, wenn diese ohnehin geplant, aber wirtschaftlich schwierig umzusetzen ist. Die Boni können kostenneutral ausgestaltet werden, so dass die Umlagesumme sich nicht erhöht oder eine zusätzliche Zahlung darstellen, so dass inflexible Erzeuger nicht benachteiligt werden. Bei Kostenneutralität werden inflexible KWK-Anlagen für Inflexibilität bestraft und sind folglich noch weniger im Geld. Dies könnte zu einem Rückgang an KWK-Erzeugung führen, was den politischen Zielen einer Anhebung bis 2020 widerspricht. Zusätzliche Förderung von Flexibilität hingegen kann weitere KWK-Erzeugungskapazität fördern. Die hätte aber auch zusätzliche Kosten und eine steigende KWK-Umlage zur Folge. Für den Referenzzeitraum wird die Spanne eines Monats vorgeschlagen. Dies gibt auf der einen Seite den KWK-Anlagen genug Planungssicherheit und auf der anderen Seite passt eine monatliche Abrechnung gut zu den Prinzipien der Direktver-

marktung Erneuerbarer Energien und den Prozessen der Bilanzkreisbewirtschaftung.

Die Vorteile eines dynamischen KWK-Bonus sind die Verbesserung der Anreize zum strommarktkonformen Verhalten. Es werden implizit Investition in Speicher und Flexibilisierung des Gesamtsystems angereizt. Die zu erwartenden Zusatzkosten werden gering ausfallen, womit die KWK-Umlage nur leicht belastet wird. Die KWK-Umlage ist ohnehin nur ein kleiner Anteil am Strompreis. Gegen die Einführung spricht die Unsicherheit bezüglich der Gesamthöhe der zu erwartenden KWK-Umlage, welche dann wie die EEG-Umlage oder die Netznutzungsentgelte auch dynamisiert werden könnte.

7.2.3 Netznutzungsentgelte

Neben der EEG-Umlage bilden die Netznutzungsentgelte (NNE) einen weiteren großen, fixen Kostenblock am Endkundenstrompreis, weshalb auch für diese im Folgenden verschiedene Vorschläge erarbeitet werden, die die Anreize zu einer flexiblen Nachfrage nach Strom erhöhen. Eine Überarbeitung der Netzentgelte zur Anpassung an die zukünftigen Herausforderungen ist aufgrund einiger, der Integration von Erneuerbaren Energien entgegenstehender Regelungen in jedem Fall mittelfristig notwendig. In der Vergangenheit wurden Netzentgelte, wenn auch statisch, stets zur netzdienlichen Steuerung des Nachfrageverhaltens eingesetzt. Die Schaffung eines auf die Energiewende abgestimmten dynamischen Anreizsystems kann folglich eine Nachfolge der bereits existierenden Regeln darstellen.

Daneben sollte das Ziel verfolgt werden im Netzbereich einen Rollenübergang zu ermöglichen, der die Erfordernisse eines weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien widerspiegelt: Die Rolle des **Netzbetreibers** heute sollte in Zukunft der eines proaktiveren **Netzmanagers** weichen. Dieser soll stärker als bis-

her seine Entscheidungen aufgrund betriebs- und volkswirtschaftlicher Überlegungen treffen, so z. B. auch, wie viel Flexibilität netzseitig benötigt wird, um ein Optimum aus Abschaltung überschüssiger Erzeugung und sinnvoller Energieverwertung zu finden. Auch kann im Zusammenspiel aus Netzausbau, Netzmodernisierung und Flexibilität ein sinnvolles Maß an Netzausbau- und Netzmabaumaßnahmen bestimmt und damit Netzkosten eingespart werden. Durch eine Nachfrage nach Flexibilitäten durch den Netzbetreiber kann zudem ein weiterer Finanzierungsmechanismus für Flexibilitätsoptionen in Form von Netzdienstleistungen entstehen. So kann der Netzbetreiber stärker als bisher eine tragende Rolle bei der Transformation des Energiesystems einnehmen.¹

Die NNE setzen sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen, wobei die Verteilung der Gesamtsumme auf die einzelnen Komponenten Netzbetrieb, Messstellenbetrieb, Mess- und Abrechnungsdienstleistung erfolgt. Um eine Kostenumverteilung zwischen den Komponenten bei Dynamisierung der Netzentgelte zu vermeiden und um eine wissenschaftlich fundierte Weiterentwicklung der Netzentgelte auf Basis realer Werte gestalten zu können, wird im ersten Schritt angeregt, die **Transparenz** über die exakte Kostenzusammensetzung und die Kostenkalkulationen der einzelnen Netzbetreiber inklusive der Verteilung auf die Spannungsebenen und Kundengruppen zu erhöhen.

NNE werden in Deutschland für jedes Verteilnetz anhand dessen spezifischer Kosten sowie der Anzahl an Nutzern, auf die die Kosten entfallen, bestimmt und differieren aufgrund unterschiedlicher Voraussetzungen stark. Um deutschlandweit einheitliche Signale zur Flexibilisierung zu setzen, sollte eine **Ver einheitlichung der Entgelte** durch einen zentralen Wälzungsmechanismus ähnlich dem des EEG erwogen werden. Dies würde sich zudem positiv auf die gerechte Verteilung der Kosten der Energiewende insgesamt auswirken. Da die NNE in Regionen mit einer Vielzahl dezentraler, Erneuerbarer Erzeuger und ge-

1. Zahlreiche Netzbetreiber agieren bereits heute auf einem sehr professionellen Level. Diese sollten von den anderen VNB als Leitbild angesehen werden. Weiterhin können aber auch für die bereits vorhandenen Netzmanager neue, verstärkte Impulse gesetzt werden.

7

ringer Bevölkerungsdichte besonders hoch ausfallen, erhalten flexible Nachfrager bei einer Dynamisierung hier einen besonders starken Anreiz, auf Marktpreise zu reagieren, was per se als flexibilitätsfördernd angesehen werden kann. Andererseits sind die Bedingungen für sich neu ansiedelnde, flexible Verbraucher oder Speicher bei hohen NNE jedoch vergleichsweise ungünstig. Somit besteht die Gefahr, die Flexibilitäten besonders in den Regionen, in denen der Bedarf besonders hoch ist, nicht in ausreichender Menge akquirieren zu können. Ein weiterer positiver Effekt einer Vereinheitlichung wird sich auf die regional noch stark unterschiedliche Wettbewerbsintensität unter Lieferanten ergeben. Die stark variierenden Netzentgelte hemmen derzeit Lieferanten, interregionale oder bundesweite Tarife anzubieten. Vereinheitlichte Netzentgelte können den regionalen Wettbewerb durch Abbau dieses Hemmnisses fördern und Lieferanten mit neuen, innovativen Produkten den deutschlandweiten Markteinstieg erleichtern. Da gerade die erwünschte Integration von Flexibilitätsprodukten und -optionen in das Bilanzkreis- und Portfoliomanagement von EVU solche neuen und innovativen Produkte benötigt, ergibt sich durch die wettbewerbsfördernde Vereinheitlichung der NNE auch eine Förderung von Flexibilität.

Die für den Betrieb und Ausbau des Netzes anfallenden Kosten bestehen im Wesentlichen aus Fixkosten. Um dieser Tatsache Rechnung zu tragen, werden vor allem für Vielnutzer des Netzes ein Großteil der Entgelte aus fixen Abgaben, den **Leistungspreisen**, erhoben, die an der Jahreshöchstlast bemessen werden. Daraus ergibt sich bislang zudem ein steuernder Effekt auf die Nachfrager, die so bemüht sind, ihren Verbrauch gleichmäßig zu gestalten. Dies führt wiederum dazu, dass weniger Netzinfrastruktur vorgehalten werden muss und das Netz optimal dimensioniert werden kann. Weitere Netzkosten werden durch die Einnahme von **Arbeitspreisen** gedeckt, die pro verbrauchte Strommenge anfallen und damit Energieeffizienz anregen.

Die **Ausgestaltung der Leistungspreise** entspricht heute nur teilweise den in Folge der Energiewende aufkommenden, neuen Anforderungen an das Strom-

netz. Da zunehmend auch Erzeuger auf Ebene des Verteilnetzes einspeisen, spielt neben der Lastspitze des Verbrauchs auch die Einspeisespitze sowie die Residuallastspitze zwischen Einspeisung und Verbrauch im einzelnen Verteilnetz für die Netzdimensionierung und das Netzmanagement eine Rolle. Um Netzkosten möglichst gering zu halten, sollte durch die Gestaltung der Entgelte erreicht werden, dass Jahreslastspitzen von Erzeugung und Verbrauch zunehmend in Einklang gebracht werden und damit gerade zu Spitzenlastzeiten weniger Strom aus vorgelagerten Netzen gezogen bzw. in diese eingespeist werden muss. Durch die Koordinierung der dezentralen Erzeugung und des örtlichen Verbrauchs kann folglich der Netzbetrieb optimiert werden.

Um Anpassungen der Nachfrager auf die aktuelle Netzsituation zu ermöglichen, sollten Leistungspreise flexibilitätsdienlich weiterentwickelt werden. Im jetzigen System würden vereinzelte Lastspitzen, die jedoch einen netzdienlichen Ursprung haben können, die leistungspreisabhängigen Kosten für den Nachfrager erhöhen, weshalb auch in Ausnahmesituationen kein Anreiz besteht, die Last über einen bestimmten Wert hinaus zu erhöhen. Deshalb ist es sinnvoll, die Bestimmung der Entgelthöhe an anderen Kriterien als der maximalen Last einer Viertelstunde zu orientieren. Denkbar ist die Verwendung der Durchschnittswerte der X Prozent höchsten Bezugsviertelstunden als Bezugsgröße zu nutzen, um vereinzelte Ausreißer auszugleichen. Auch eine Nichteinbeziehung von Lasterhöhungen mit netzdienlichem Hintergrund bei der Berechnung des individuellen Leistungspreises kann erwogen werden, jedoch besteht hier die Schwierigkeit darin, diesen Hintergrund nachzuweisen. Weiterhin ist auch eine zeitliche Differenzierung von Leistungspreisen möglich: im ersten Schritt könnte so für ein definiertes Höchstlastfenster ein hoher Leistungspreis angesetzt werden, in Nebenzeiten jedoch ein deutlich geringerer. Die Erhöhung der Nachfrage würde in den Nebenzeiten dann wesentlich weniger negative Folgen für den Nachfrager haben, in Hochlastzeiten würde er jedoch weiterhin angereizt, seinen Verbrauch zu mäßigen. In Zukunft kann die Aufteilung

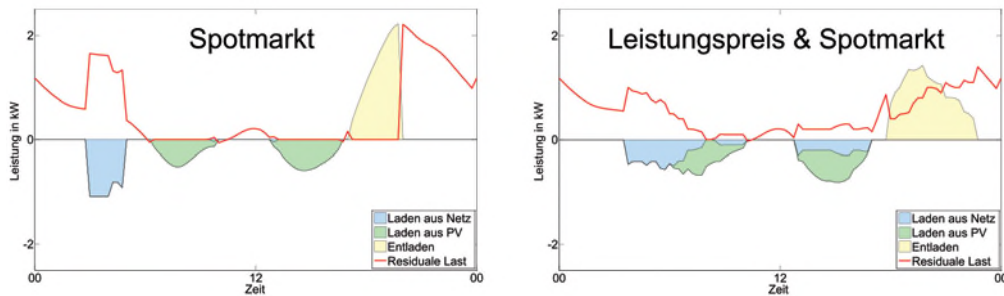


Abbildung 7-10: Auswirkungen unterschiedlicher Ausgestaltung der Netzentgelte - Fallbeispiel PV-Anlage mit Speicher

in Zeitfenster weiter verfeinert und an bestimmten Indikatoren in Echtzeit justiert werden.

Anhand eines Beispiels kann die Optimierung des Netzbezugs eines Nachfragers mit eigener PV-Anlage und Speicher durch oben beschriebene, zeitlich variable Leistungspreise verdeutlicht werden. Die Abbildung 7-10 stellt dabei verschiedene Ausgestaltungen einer Dynamisierung von Netzentgelten nach Schreiber 2013 dar. Die Leistung der PV-Anlage und des Speichers sind frei gewählt worden. Der Gegenstand der Untersuchung ist, das Verhalten des Systems aus PV-Anlage und einem Speicher unter verschiedenen Dynamisierungsentgelten zu betrachten mit dem Ziel, den Eigenverbrauch zu optimieren. Auf der linken Seite findet sich das Ergebnis zu einer Flexibilisierung der Netzentgelte aufbauend auf den Spotmarktpreisen. Auf der rechten Seite werden die Netzentgelte aufbauend auf den Spotpreisen und einer angenommenen Netzlast optimiert, anhand derer die Leistungspreise bemessen werden. Für den Anwender ergeben sich daraus verschiedene variable Preiskomponenten zu unterschiedlichen Zeitpunkten.

Aus den unten dargestellten Ergebnissen lässt sich erkennen, wie verschiedene Ausgestaltungen unterschiedliches Verhalten anreizen. Im Falle einer reinen Spotmarktoptimierung können hohe Leistungsspitzen und starke Gradienten auftreten. Der Einbezug der Netzsituation, wie auf der rechten Seite dargestellt, führt zu einem systemkonformen Verhalten durch einen verstetigten Strombezug und Entlastung der

Netzsituation, ohne die Preissituation des Gesamtmarktes zu vernachlässigen.

Eine zusätzliche Förderung von Flexibilitäten kann durch die Verwendung **dynamischer Arbeitspreise** erreicht werden. Diese können analog zur dynamischen EEG-Umlage gestaltet und beispielsweise am Spotmarktpreis justiert werden. In Abbildung 7-11 ist grafisch für eine Woche im September 2013 dargestellt, wie die Netzkosten bei ausschließlicher Verteilung auf bezugsmengenabhängige Arbeitspreise ausfallen würden. Der Vergleich zwischen fixer und dynamischer Umlage unterstreicht die Anreizwirkung, die eine Dynamisierung der Netzentgelte hat. Selbst bei einer Dynamisierung von nur 50 % der Netzkosten und Verwendung eines starren Arbeitspreises für die übrigen 50 % ist ein möglicher Effekt auf die Nachfrage (lila Kurve) deutlich sichtbar.

Eine optimale Aufteilung zwischen fixen Leistungspreisen und variablen Arbeitspreisen und damit zwischen Einnahmensicherheit und Flexibilitätsförderung muss in weiteren Untersuchungen ermittelt werden. Grundsätzlich ist für eine einheitliche Flexibilitätsförderung sinnvoll, die Konditionen für alle Abnahmekunden hinsichtlich der Aufteilung zwischen Leistungs- und Arbeitspreis anzugleichen. Da beide Komponenten eine Steuerungswirkung haben, sollte die bestehende, generelle Aufteilung in beide Entgeltbestandteile beibehalten werden.

Problematisch stellen sich jedoch eine Reihe von Ausnahmeregelungen dar, die bspw. für einen gleichmä-

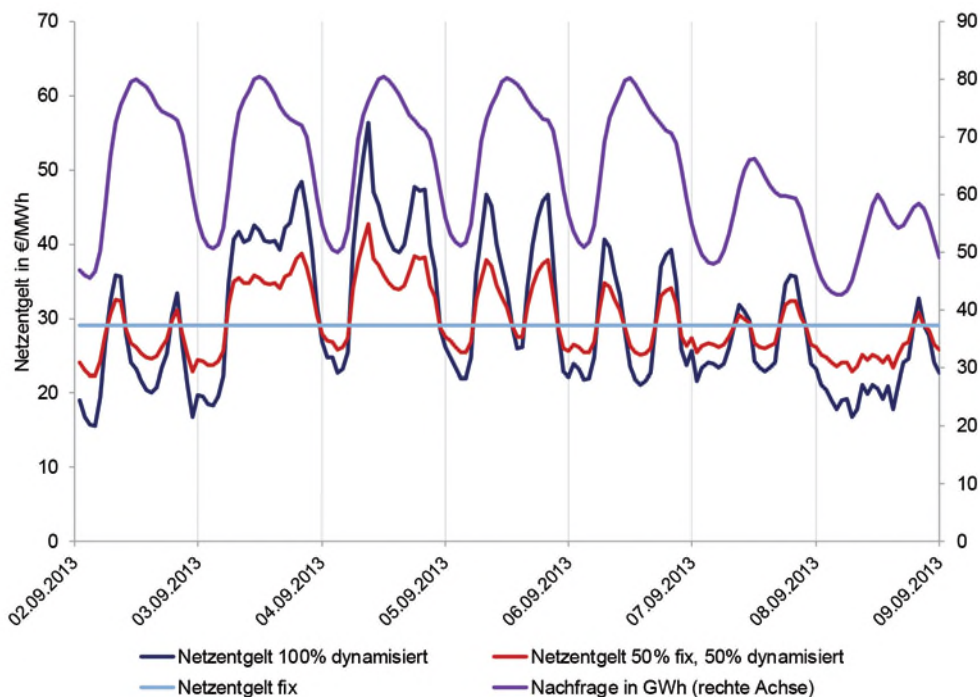


Abbildung 7-11: Dynamisierte Netzentgelte im Vergleich

Bigen, hohen Strombezug (§ 19 StromNEV) gewährt werden. Wie oben erläutert, entspricht dieses Verbrauchsmuster nicht den durch die Energiewende induzierten, neuen Anforderungen an die Marktakteure. Aus diesem Grund sollte eine Vereinheitlichung für alle Netznutzer angestrebt und benannte Ausnahmeregelung umgestaltet und an die Handlungserfordernisse im Rahmen der Energiewende angepasst werden.

Da die Gestaltung der NNE sehr komplex ist, sind bei einer Dynamisierung dieser Strompreisbestandteile verschiedene Um- und Ausgestaltungsspezifika denkbar und in der weiteren wissenschaftlichen Diskussion eingehend zu überprüfen. Im Folgenden sollen weitere Vorschläge zur Weiterentwicklung der Netzentgelte vorgestellt werden, die im Sinne einer Flexibilitätsaktivierung genutzt werden können.

Global/Lokal

Zur Verbindung der deutschlandweiten Signale aus dem Spotmarkt mit den im Netz stattfindenden Lastflüssen wird vorgeschlagen, den vollständig dynamisierten Anteil der Netzentgelte in Anlehnung an die Regel- und Ausgleichsenergieumlage im Gasmarkt zu gestalten. Grundprinzip ist ein dynamisches, **globales Signal** auszugeben, das sich an den Preisen des Spotmarkts orientiert, welches durch lokale Netzbetreiber bei entsprechendem Steuerungsbedarf an die Gegebenheiten im Verteilnetz in Form eines **lokalen Signals** angepasst werden kann. Wann oder zu welchem Anteil das globale Signal bzw. das lokale Signal ausschlaggebend für die absolute Höhe der dynamischen NNE ist, ließe sich, wie im Folgenden beschrieben, anhand einer Netzampel transparent steuern. Dieses Vorgehen soll vor allem den Netzbetreibern in Regionen mit Netzengpässen ermöglichen, ihre Lastflüsse besser zu steuern, auch wenn die Preissignale aus dem Spotmarkt global einen anderen Anreiz setzen. Werden neben den NNE auch weitere Strompreiskomponenten dynamisiert, sollte auf eine Übereinstimmung der Signalrichtung geachtet werden, um den Akteuren keine widersprüchlichen Anreize zu geben. Für gegenläufige Signalsituationen sollte dann ein standardisiertes Vorgehen definiert werden.

Wird eine Netzentgelt dynamisierung analog zur Dynamisierung der EEG-Umlage vorgenommen, so kann eine lokale Anpassung beispielsweise anhand der Höhe des Multiplikators umgesetzt werden. Der Multiplikator sollte zur Planungssicherheit der beteiligten Akteure möglichst konstant auf einem Niveau bleiben, weshalb vorgeschlagen wird, den globalen Multiplikator nur in größeren zeitlichen Abständen anzupassen. Auf lokaler Ebene jedoch könnte, analog zum Vorgehen bei der Regel- und Ausgleichsenergieumlage im Gas, eine Bandbreite definiert werden, in deren Rahmen der Faktor im Tagesverlauf verändert werden kann. Auf Tagesbasis betrachtet ist der Faktor so einzustellen, dass er im Durchschnitt wieder den globalen Faktor ergibt. Eine weitere Möglichkeit, lokale Einflüsse in eine Dynamisierung einzubeziehen, ist die ausschließliche Verwendung eines anderen Indexes als den Spotpreis. Denkbar wäre die aktuelle Belastung des Verteilnetzes, wobei hier zunächst definiert werden muss, anhand welcher Kennzahl diese beschrieben werden kann.

Trotz einer sehr umfangreichen und aufwendigen Steuerung, die dieses Vorgehen erfordert, ist eine Trennung globaler und lokaler Anreize äußerst vorteilhaft, da es bei einer ausreichenden Reaktion der Nachfrage zu einer Abstimmung zwischen virtuellem Markt und dem physischen Verteilnetz kommt.

Netzampel

Zur zentralen Kommunikation über den Netzzustand und die damit verbundenen Implikationen für die Netznutzungsentgelte kann die sich in der Diskussion befindliche Netzampel genutzt werden. Sie kommuniziert spezifisch für jedes Verteilnetz unter anderem, mit welchen Einschränkungen die Integration von fluktuierend einspeisendem Strom möglich ist und eignet sich somit auch als Steuerungsinstrument für dynamisierte Netzentgelte.

Eine grüne Netzampel bedeutet, dass die Integration von fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien ohne Einschränkung möglich ist. Nachfrageseite-

ge Flexibilisierungsanreize werden hauptsächlich über eine dynamische EEG-Umlage gesetzt, wobei als Richtgröße der Spotmarkt vorgeschlagen wird. Dynamisierte Netznutzungsentgelte werden als globales Signal über den Leistungspreis bestimmt.

Ist die Netzampel auf gelb oder rot, ist die Integration von fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien nicht ohne Einschränkung möglich. Die führende Größe ist dann die Netzsituation, und Flexibilität wird als lokales Signal über dynamisierte Arbeitsentgelte bestimmt. Der Mechanismus sollte so gestaltet sein, dass die Verbraucher reagieren und ggf. neue Fahrpläne anmelden können, so dass kein Engpass mehr vorliegt. Investitionen in Kommunikationstechnik sind hierfür notwendige Voraussetzung.

Insgesamt müssen für die vorgeschlagene Umgestaltung der Netzentgelte hin zu einer flexibilitätsdienlichen Steuerung des Verbrauchs noch weitere wissenschaftliche Untersuchungen angestellt werden, um die Effekte und Wirkungszusammenhänge detailliert beurteilen zu können.

8 Handlungsempfehlungen

Zusammenfassend aus den vorherigen Kapiteln leiten sich folgende Handlungsempfehlungen ab:

- 1) Für die Erschließung und Förderung von Flexibilitätsoptionen müssen **vorhandene Regularien konsequent umgesetzt** werden. Dazu zählen:
 - a. Spotmarkt: Erhöhung der **Liquidität des Viertelstundenhandels** bis kurz vor Erfüllungszeitpunkt.
 - b. Fahrplantreue: Konsequente **Bewirtschaftung der Viertelstunde** durch alle Bilanzkreise.
 - c. Ausgleichsenergie: Prüfung möglicher Sanktionierungen von **systematischen Fahrplanabweichungen**, soweit diese nachgewiesen werden können.
 - 2) Flexibilität soll über die **Förderung der Wirtschaftlichkeit** erfolgen. Marktwirtschaftliche Prinzipien ermöglichen bei sinnvoller Ausgestaltung die optimale Zusammensetzung von verschiedenen Flexibilitätsoptionen.
 - 3) **Regelleistungsmarkt**: Verkürzung der Vorlaufzeiten auf tägliche Ausschreibung, Verringerung der Produktlängen auf eine Stunde. Präqualifikation von Wind- und Photovoltaikanlagen ermöglichen.
 - 4) **Datenkommunikation**: Übermittlung von RLM-Messwerten an den BKV in Echtzeit, um den Handlungsspielraum in Echtzeit zu gewährleisten.
 - 5) **Gesamtkostenneutrale Dynamisierung der EEG-Umlage**, um die Anreize für die Integration Erneuerbarer Energien in die Energieversorgung zu fördern.
 - 6) **Gesamtkostenneutrale Dynamisierung der Netzentgelte**, um die fehlende Verknüpfung von Netznutzung und Marktgeschehen herstellen zu können. In Abstimmung mit der flexiblen EEG-Umlage kann dadurch die markt- und netzkonforme
- Integration von Erneuerbaren Energien geschehen. Die Aufteilung in Arbeits- und Leistungspreise sollte dabei beibehalten werden. Gleichzeitig können diese dynamisiert bzw. zeitlich differenziert und darüber hinaus in Abhängigkeit der Netzsituation lokal angepasst werden. Als Indikator kann hier eine Netzsampel genutzt werden. Grundsätzlich sind unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten denkbar und es sollten weitere Untersuchungen zur Konkretisierung erfolgen.
- 7) Bereitstellung der **Blindleistung aus Erneuerbaren Energien** anstatt aus Kraftwerken. Dies reduziert die Must-Run-Leistung.
 - 8) Forcierung der Flexibilisierung von **Biomasseanlagen** über die Flexibilitätsprämie.
 - 9) Zum Abbau der **Must-Run-Leistung** von KWK-Anlagen ist eine Anpassung des Regelwerks notwendig:
 - a. Entkopplung der Förderung der Wärmenetze vom Betrieb der KWK-Anlagen, um geringere Vollbenutzungsstunden zu ermöglichen.
 - b. Dynamisierung des KWK-Bonus führt zu markt-orientiertem Verhalten.

9 Literatur

- [1] **Krzikalla et al. (2013):** *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien – Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien*. Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET).
- [2] **Consentec (2013):** *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland – Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033*. Consentec GmbH.
- [3] **Schreiber et al. (2013):** *Capacity-dependent tariffs as an incentive for a grid-benefiting storage operation in private households*. Proceedings IRES 2013. Berlin.
- [4] **Pape et al. (2014):** *Roadmap Speicher – Speicherbedarf für Erneuerbare Energien – Speicheralternativen – Speicheranreiz – Überwindung Rechtlicher Hemmnisse*. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Stiftung Umweltenergierecht.
- [5] **VDE (2012):** *Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland*. Verband der Elektrotechnik e.V. (VDE).
- [6] **DENA (2010):** *Dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA).
- [7] **Gerhardt et al. (2014):** *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien – Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten*. Agora Energiewende.
- [8] **BNetzA (2011):** *Positionspapier zur Wahrnehmung der Pflichten nach § 4 Abs. 2 StromNZV und Ziffer 5.2. des Standardbilanzkreisvertrages durch die Bilanzkreisverantwortlichen*. Bundesnetzagentur.
- [9] **AGEB (2013):** *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013*. AG Energiebilanzen e.V.
- [10] **BNetzA (2014):** *Monitoringbericht 2013*. Bundesnetzagentur.
- [11] **Götz et al. (2014):** *Negative Strompreise. Ursachen und Wirkungen*. Energy Brainpool.
- [12] **Jentsch/Trost 2014:** *Analyse von Power-to-Gas-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem, Abschlussbericht, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik*.

10 Abkürzungen und Begriffsdefinitionen

BHKW	Blockheizkraftwerk; KWK-Generator
BK	Bilanzkreis; Bilanzielle Zusammenfassung von Ein- und Ausspeisepunkten
BKV	Bilanzkreisverantwortliche; Verantwortlich für die Ausgeglichenheit von Ein- und Ausspeisung im Bilanzkreis
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-Methan	Synthetisches Methan, welches mit Überschussstrom hergestellt wird.
EE-Wasserstoff	Synthetischer Wasserstoff, welcher mit Überschussstrom hergestellt wird.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Verband der europäischen ÜNB
EUV	Energieversorgungsunternehmen
GPKE	Geschäftsprozesse zur Belieferung der Kunden mit Elektrizität; Regelwerk der Bundesnetzagentur
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung; Gleichzeitige Bereitstellung von Strom und Wärme
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
Must-Run	Kraftwerke, die für die Aufrechthaltung der Systemstabilität notwendig sind
NNE	Netznutzungsentgelte
MW	Megawatt; Einheit für elektrische Leistung
TWh	Terrawattstunde; Einheit für elektrische Energie
PtG	Power-to-Gas; Wandlung von Strom zu Wasserstoff (H ₂) oder Methan (CH ₄)
PtH	Power-to-Heat; Wandlung von Strom in Wärme
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
PV	Photovoltaik
Überschussstrom	Strom aus EE, zu welchem es keine Nachfrage gibt. Bei Nichtnutzung wird er abgeregelt.
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

EIN PROJEKT DER BEE PLATTFORM SYSTEMTRANSFORMATION

Der BEE bündelt die Interessen von 29 Verbänden und Organisationen:



Bundschuh-Biogas-Gruppe e.V. (BBG) | Förderkreis Biogas e.V. | OWAG Ostbayrische Windanlagen GbR | Windenergie Nordeifel e.V.

AUFTRAGGEBER

Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE)

AUFTRAGNEHMER

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)

Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb

Königstor 59 · 34119 Kassel

www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Str. 86/87 · 10713 Berlin

www.energybrainpool.com

AUTOREN

Malte Jansen · Christoph Richts · Norman Gerhardt

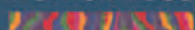
Thorsten Lenck · Marie-Louise Heddrich

KONTAKT

malte.jansen@iwes.fraunhofer.de · +49 (0)561 / 72 94 – 465

thorsten.lenck@energybrainpool.com · +49 (0)30 / 76 76 54 - 10

Ponte Press



ISBN-13: 978-3-920328-70-0