

ENERGIEWENDE IN DEUTSCHLAND – PERSPEKTIVEN FÜR INDUSTRIE & GEWERBE

Kurzstudie im Auftrag von IHK NRW und DIHK

November 2016



Studie im Auftrag von:



IHK NRW - Die Industrie- und Handelskammern
in Nordrhein-Westfalen

IHK NRW
Die Industrie- und Handelskammern
in Nordrhein-Westfalen e. V.
Berliner Allee 12
40212 Düsseldorf
<http://www.ihk-nrw.de>

Ansprechpartner

Dr. Matthias Mainz

+49 211 3670-214

matthias.mainz@ihk-nrw.de



Deutscher
Industrie- und Handelskammertag

DIHK
Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V.
Breite Straße 29
10178 Berlin
<http://www.dihk.de>

Ansprechpartner

Dr. Hermann Hühwels

+49 30 20308-2200

huhwels.hermann@dihk.de

Mit Unterstützung von:



Industrie- und Handelskammer
zu Dortmund

Industrie- und Handelskammer zu Dortmund
Märkische Str. 120
44141 Dortmund
<https://www.dortmund.ihk24.de>

Ansprechpartner

Stefan Schreiber

+49 231 5417-214

s.schreiber@dortmund.ihk.de

Ansprechpartner

Fabian Lauer

+49 231 5417-229

f.lauer@dortmund.ihk.de

Autoren:



Frontier Economics Ltd
Im Zollhafen 24
50678 Köln
www.frontier-economics.com

Dr. David Bothe

+49 221 3371-3106

david.bothe@frontier-economics.com

Dr. Matthias Janssen

+49 221 3371-3117

matthias.janssen@frontier-economics.com

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd, mit Büros in Brüssel, Dublin, Köln, London & Madrid) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd, mit Büros in Melbourne & Sydney) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

INHALT

Zusammenfassung	4
1. Kontext & Zielsetzung	7
2. Energiewende führt zu hohem Fixkostenanteil bei Stromversorgung	9
3. Für Industrie und Gewerbe eröffnen sich Wertschöpfungs- und Kostensenkungspotenziale	16
Überschussstrom für inländische Wertschöpfung nutzen	17
Kapazitätszubau begrenzen durch Verringerung der Systemspitzenlast	23
4. Nutzung der Potenziale erfordert kostenreflektierende Letztverbraucherpreise	26
Großteil des Letztverbraucherpreises besteht aus Entgelten, Umlagen, Abgaben und Steuern	26
Die heutige Fokussierung auf Arbeitspreise verhindert Wertschöpfung, verursacht Kosten und verhindert Klimaschutz	28
Kostenreflektierende Preise sind der Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende	30
5. Grenzen der Anpassungsfähigkeit müssen berücksichtigt werden, um Wettbewerbsfähigkeit zu bewahren	34
6. Handlungsbedarf: Wirtschaft braucht langfristig verlässliche politische Entscheidungen	39
Die Nutzung des Überschussstroms auch für Wertschöpfung durch Industrie und Gewerbe muss explizites politisches Ziel werden	39
Kern hierfür ist eine kostenreflektierende Bepreisung	41
Grenzen der Anpassungsfähigkeit müssen berücksichtigt werden	45
Literaturverzeichnis	47

ZUSAMMENFASSUNG

Die deutsche Bundesregierung hat sich mit der Energiewende ambitionierte Ziele gesetzt: Bis 2050 sollen die klimaschädlichen CO₂-Emissionen um 80 bis 95 % gegenüber 1990 verringert werden. Um dies zu erreichen, sollen 2050 80 % der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien stammen. Heute stehen viele Unternehmen aus Industrie und Gewerbe der Energiewende skeptisch gegenüber und sehen, dass der mit ihr einhergehende Totalumbau der deutschen Energieversorgung negative Folgen für ihre eigene Wettbewerbsfähigkeit hat und haben wird.

Vor diesem Hintergrund wählt die vorliegende Kurzstudie einen neuen Ansatz, in dem sie die Energiewende „vom Ende her“ denkt. Im Weiteren wird daher davon ausgegangen, dass die von der Bundesregierung festgesetzten Ziele der Energiewende – insbesondere der angestrebte Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie der notwendigen Infrastruktur – erreicht werden.

Unter diesen Annahmen analysiert die Kurzstudie, welche Chancen die Energiewende bieten kann, wenn sie als industriepolitisches Projekt begriffen und in der Umsetzung die Wertschöpfungspotenziale in Industrie und Gewerbe konsequent berücksichtigt werden. Einen wichtigen Ansatzpunkt hierfür bietet insbesondere die sich wandelnde Kostenstruktur der Stromversorgung. Eine Betrachtung der Gesamtkostentwicklung wird in der Studie hingegen nicht vorgenommen.

Energiewende führt zu geänderter Kostenstruktur bei Stromversorgung

Elektrische Energie ist für die Wirtschaft ein entscheidender Produktionsfaktor: 62 % des Stromverbrauchs entfallen in Deutschland auf Industrie und Gewerbe. Die Energiewende wandelt das Stromsystem grundlegend – und damit auch das (Produktions-)Umfeld von weiten Teilen der Wirtschaft. Bei der Gestaltung der Energiewende muss der zentralen Bedeutung der Stromversorgung für den Wirtschaftsstandort Deutschland Rechnung getragen werden.

Eine der wichtigsten Änderungen für den Wirtschaftsstandort ist dabei die mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien einhergehende neue Kostenstruktur der Stromversorgung: Insbesondere die zunehmende Umstellung von einer konventionellen Stromerzeugung mit substanziellen Brennstoffkosten zu erneuerbarer Stromerzeugung mit vernachlässigbaren variablen Kosten führt dazu, dass die Stromsystemkosten zukünftig fast nur noch aus Fixkosten bestehen werden – 2050 über 80 %. Für den Wirtschaftsstandort Deutschland ändern sich damit die Rahmenbedingungen für die Stromversorgung erheblich:

- Dargebotsabhängige erneuerbare Energiequellen wie Wind und Sonne führen zukünftig immer häufiger zu Situationen mit sog. „Überschussstrom“, das heißt Situationen mit kurzfristig verfügbarer Stromerzeugung mit geringen variablen Kosten, der zunächst keine unmittelbare Nachfrage im Inland in gleicher Höhe gegenübersteht. In 2045 kann dies gemäß Schätzungen des Öko-Instituts in bis zu 40 % der Stunden eines Jahres der Fall sein. Daher existiert zukünftig zu einem Großteil der Zeit ein emissionsfreier Inputfaktor mit geringen variablen Produktionskosten (innerhalb der existierenden Kapazitäten), der für Wertschöpfung im Inland genutzt werden kann und sollte.
- Umgekehrt gilt es, den fixkostenintensiven Kapazitätsausbau auf das Nötigste zu beschränken, zum Beispiel indem der Stromverbrauch reduziert wird, wenn wenig Wind- und Solarstrom verfügbar ist oder wenn die Stromnetze sonst überlastet wären.

Für Industrie und Gewerbe eröffnen sich Wertschöpfungs- und Kostensenkungspotenziale

Für die Verwendung des Überschussstroms kommen verschiedene Möglichkeiten in Frage. Grundsätzlich sollte dieser aus volkswirtschaftlicher Sicht ohne politische Vorgaben in die Nutzung mit der höchsten Wertschöpfung fließen. Für Industrie und Gewerbe können sich durch die geänderte Kostenstruktur grundsätzlich Wertschöpfungs- und Kostensenkungspotenziale eröffnen, die allerdings voraussetzen, dass – im Gegensatz zu heute – diese geänderte Kostenstruktur auch beim Endkunden ankommt:

- **Überschussstrom für inländische Wertschöpfung nutzen** – Statt Überschussstrom abzuregeln oder zu geringen bzw. negativen Preisen zu exportieren, verspricht der Einsatz von Überschussmengen vor allem in der Industrie große wirtschaftliche Vorteile: Im Durchschnitt beträgt die Bruttowertschöpfung im verarbeitenden Gewerbe pro MWh rund 2000 € (im Vergleich zu einem durchschnittlichen Stromgroßhandelspreis von 32 € pro MWh im Jahr 2015). Daneben wird er weitere Einsatzbereiche finden, z. B. im Bereich der Mobilität und in Speichern.
- **Kapazitätszubau begrenzen durch Vermeidung von Systemspitzenlast** – Zudem kann die Wirtschaft einen Beitrag dazu leisten, die Kosten der Energiewende durch eine Reduktion der Systemspitzenlast zu begrenzen. Zwar sind viele Industrieprozesse aufgrund prozess- und sicherheitsbedingter Restriktionen nicht unbegrenzt flexibilisierbar. Aktuelle Fallbeispiele zeigen jedoch, dass – bei entsprechenden Anreizen (siehe unten) – durch zielgerichtete F&E-Anstrengungen auch bei traditionellen Grundlastprozessen durchaus Flexibilisierungspotenziale bestehen und genutzt werden können.

Nutzung der Potenziale erfordert kostenreflektierende Letztverbraucherpreise

Aus Unternehmenssicht sind diese gesamtwirtschaftlich sinnvollen Möglichkeiten unter heutigen Marktbedingungen jedoch nur in Einzelfällen wirtschaftlich: Der Strompreis für Letztverbraucher besteht inzwischen zu einem Großteil aus „staatlich induzierten Preisbestandteilen“, das heißt Abgaben, Entgelten, Steuern und Umlagen. Diese können auch bei industriellen Abnehmern mittlerweile bis zu 71 % des Strompreises ausmachen. Als Folge werden schon heute Wertschöpfungspotenziale im Inland nicht genutzt und die Konkurrenz im angrenzenden Ausland kann von günstigem deutschem Strom profitieren. Dies wird sich in Zukunft – ohne Änderung der Rahmenbedingungen – noch verstärken.

Bisher bestehen die Preisbestandteile meist aus zeitkonstanten Arbeitspreisen. Das bedeutet, dass Letztverbraucher für jede Kilowattstunde Stromverbrauch über das Jahr gleichbleibende Beiträge (in Cent pro Kilowattstunde) zum Beispiel zu den Netzkosten oder zur Finanzierung der Förderung der Erneuerbaren Energien zu tragen haben. Und zwar unabhängig davon, ob gerade viel Wind- und Solarstrom verfügbar ist und unabhängig davon, ob das Stromnetz gerade überlastet ist oder nicht. Die Endverbraucherstrompreise reflektieren also nicht die jeweiligen mit dem Stromverbrauch einhergehenden Kosten.

Um die Nutzung des Überschussstroms zu ermöglichen, müssten die Letztverbraucher zukünftig hingegen kostenreflektierende Preissignale erhalten, welche die tatsächlich durch ihre Verbrauchsentscheidungen verursachten Kostenimplikationen widerspiegeln: In vielen Stunden des Jahres würden Verbraucher so von geringen Letztverbraucherpreisen profitieren (da das System unterhalb der Kapazitätsgrenze Strom nahezu ohne variable Kosten bereitstellen kann); im Gegenzug würden temporäre Preisspitzen Knappheiten signalisieren (in Situationen, in denen das System durch zusätzlichen Stromverbrauch an seine Grenzen kommt und somit Kapazitätszubau erforderlich wird).

Dann hätten die flexiblen Verbraucher Anreize, ihr Nachfrageverhalten jeweils an den aktuellen Systemzustand anzupassen. Dies könnte ein wichtiger Beitrag sein, um Wertschöpfungs- und CO₂-Vermeidungspotenziale zu nutzen und die Kosten des Systems auf das Nötigste zu beschränken und so

letztlich die Wohlfahrt zu maximieren. Verursachungsgerechte, kostenreflektierende Preise können auf diese Weise entscheidend dazu beitragen, Industrie und Gewerbe erfolgreich in die Energiewende einzubinden und den Wirtschaftsstandort Deutschland zu stärken.

Handlungsbedarf: Wirtschaft braucht langfristig verlässliche politische Entscheidungen

Durch die geänderte Kostenstruktur bietet die Energiewende – trotz aller Belastung durch insgesamt steigende Stromkosten – für den Wirtschaftsstandort Deutschland daher durchaus Chancen, wenn es gelingt, die Umsetzung an die Belange und Anforderungen von Industrie und Gewerbe anzupassen.

Deshalb ist es notwendig, dass die energiepolitischen Ziele die Steigerung der Wertschöpfung in Deutschland in den Fokus nehmen und entsprechende, langfristig verlässliche Weichenstellungen vorgenommen werden:

- **Die Nutzung des Überschussstroms vor allem für Wertschöpfung durch Industrie und Gewerbe muss explizites politisches Ziel werden** – Die Politik muss für ein „level playing field“ der Nutzungsmöglichkeiten für Überschussstrom sorgen und neben ausbaufähigen regulatorischen Anreizen auch auf Marktkräfte setzen.
- **Absolute Stromeinsparziele können Wertschöpfung verhindern** – Mit zunehmender Umsetzung der Energiewende sinkt die Notwendigkeit, den Stromverbrauch pauschal zu reduzieren – wie von der Bundesregierung in ihrem Stromverbrauchs-Reduktionsziel beabsichtigt und z. B. durch die Stromsteuer beanreicht. Vielmehr ist zukünftig eine maximale Auslastung der vorhandenen Erzeugungs- und Netzkapazitäten angeraten, um Wertschöpfungs- und CO₂-Minderungspotenziale zu nutzen und die Belastung der Stromverbraucher zu minimieren. Daher sollten grundsätzlich nur relative Einsparziele gesetzt werden, um industrielle Produktionssteigerungen und Sektorkopplung zuzulassen.
- **Entscheidend hierfür ist eine kostenreflektierende Bepreisung von Energie** – Die Nutzung von Überschussstrom zur Wertschöpfung in Industrie und Gewerbe darf nicht künstlich verteuert werden. Preise müssen verursachungsgerecht Kosten widerspiegeln, daher sollte auch das System der staatlich induzierten Preisbestandteile umfassend angepasst werden.
- **Wirtschaft bei der Energiewende mitnehmen und nicht überfordern** – Wenn es gelingen soll, die sich durch die Energiewende ergebenden Chancen für den Standort zu nutzen, müssen Industrie und Gewerbe in der aktuellen Transformationsphase „mitgenommen“ werden. Dabei sind stets die in vielen Branchen bestehenden Grenzen der Anpassungsfähigkeit zu berücksichtigen: Übergangsregelungen und verlässliche langfristige Rahmenbedingungen müssen Unternehmen die Möglichkeit zur Anpassung im Rahmen ihrer regelmäßigen Investitionsentscheidungen erlauben. Dort, wo eine weitere Anpassung zum Beispiel aufgrund von internationalem Wettbewerb, produktionstechnischer Restriktionen oder übergeordneter sozialpolitischer Ziele nicht möglich ist, sind – analog zu heutigen Regelungen – entsprechende Übergangs- und Ausnahmeregelungen vorzusehen. Derzeit wird die Energiewende in der Wirtschaft häufig als Regulierungsprojekt „von oben“ wahrgenommen. Wenn es gelingt, die Kreativität der Wirtschaft zu stimulieren, kann die Energiewende „von unten“ ein Exportschlager „made in Germany“ werden.

1. KONTEXT & ZIELSETZUNG

39 % DER
INDUSTRIEUNTERNEHMEN

in NRW beurteilen die
Energiewende (sehr)
negativ.

Quelle: *IHK-Energiewende-Barometer
NRW 2016*



Energiewende als
industriepolitisches Projekt
begreifen.

Energiewende ist ein ehrgeiziges Projekt

Die deutsche Bundesregierung hat sich mit der Energiewende ambitionierte Ziele gesetzt: Bis 2050 sollen

- die CO₂-Emissionen um 80 - 95 % gegenüber 1990 reduziert werden; und
- 80 % der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien stammen (bei gleichbleibend hohem Niveau der Versorgungssicherheit).

Viele Unternehmen sehen Energiewende kritisch

Insbesondere angesichts der erheblichen Strompreissteigerungen sehen viele Unternehmen aus Industrie und Gewerbe in der Energiewende negative Folgen für ihre Wettbewerbsfähigkeit. Gemäß IHK-Energiewende-Barometer NRW 2016 beurteilen 39 % der Industrieunternehmen in NRW die Energiewende als negativ oder sehr negativ für das eigene Geschäft.

Zu dieser Einschätzung der Unternehmen dürfte auch beitragen, dass die Energiewende von einer starken Regulierung des gesamten Energiesektors geprägt ist. Dies führt unter anderem dazu, dass die wirtschaftlichen Vorteile eines wettbewerblich organisierten Energiesektors zunehmend in den Hintergrund rücken. Es besteht daher die Gefahr, dass durch die Art der Umsetzung der Energiewende mögliche Chancen, die in Industrie und Gewerbe bestehen, nicht genutzt werden.

Ziel der Studie ist es, Chancen zu identifizieren und Politikempfehlungen zu entwickeln

Diese Kurzstudie analysiert, inwieweit die Energiewende auch Chancen für den Wirtschafts- und Industriestandort bieten kann. Hierzu ist es notwendig, die Energiewende als industriepolitisches Projekt zu begreifen und mögliche Chancen zu identifizieren, die sich langfristig durch die Energiewende für den Wirtschafts- und Industriestandort Deutschland ergeben können, wenn in der Umsetzung die Wertschöpfungspotenziale in Industrie und Gewerbe konsequent berücksichtigt werden.

Hierzu wird im Folgenden die Energiewende „vom Ende her gedacht“. Das bedeutet, dass, ausgehend von der auf Basis der

politischen Ziele zu erwartenden Energielandschaft bis 2050, Implikationen für die aktuellen energiepolitischen Fragestellungen abgeleitet werden.

Die Energiewende ist dabei ein äußerst vieldimensionales Projekt mit zahlreichen Berührungspunkten zu Wirtschaft und Industrie. Wir fokussieren hier auf die für die Standortqualität besonders relevante Kostentragung des Produktionsfaktors Strom und entsprechend auf Vorschläge, wie im Stromsystem anfallende Kosten zukünftig alloziert werden sollten, damit die Wertschöpfung möglichst groß ausfällt. Dies impliziert insbesondere Anpassungen des heutigen Systems von sogenannten „staatlich induzierten Preisbestandteilen“ (SIP) wie Abgaben, Entgelten, Steuern und Umlagen. Dabei wird die „Finanzierungsseite“ der Energiewende betrachtet, die üblicherweise vernachlässigt wird. Nicht Gegenstand der Studie sind hingegen die – weiterhin zu verfolgenden – Ansatzpunkte zur Begrenzung der zukünftig anfallenden Kosten des Stromsystems an sich (wie z. B. die vollständige Marktintegration Erneuerbarer Energien oder Ansätze zur Reduktion der Netzausbaukosten).

Ziel dieser Kurzstudie ist insbesondere, auf einer übergeordneten Ebene Handlungsempfehlungen abzuleiten, die jedoch zwangsläufig für eine Umsetzung einer weiteren Konkretisierung und Ausgestaltung in einem Detailgrad bedürfen, den diese Studie nicht anstrebt. Auch werden die Argumente bewusst allein aus einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive formuliert, sodass aus der individuellen Sichtweise einzelner Akteure und Unternehmen heraus Beurteilungen und Analysen ggf. zu einem anderen Ergebnis führen können.

2. ENERGIEWENDE FÜHRT ZU HOHEM FIXKOSTENANTEIL BEI STROMVERSORGUNG

62 % des
Stromverbrauchs

entfallen auf Industrie,
Gewerbe und Handel.

Strom ist ein wesentlicher Produktionsfaktor für Industrie und Gewerbe, besonders in NRW

Elektrische Energie ist für Industrie und Gewerbe ein entscheidender Produktionsfaktor, der einen wichtigen Anteil an der Wertschöpfung in fast allen Sektoren aufweist. 47 % des Stromverbrauchs in Deutschland entfällt auf die Industrie, weitere 15 % auf Gewerbe und Handel. Entsprechend ist die Wirtschaft wesentlich von den Folgen der Energiewende betroffen.

Jede vierte Kilowattstunde Strom in Deutschland wird dabei in Nordrhein-Westfalen verbraucht. Daher ist es gerade für die Wirtschaft in NRW von entscheidender Bedeutung, dass mögliche Chancen, die sich durch die Energiewende für industrielle und gewerbliche Verbraucher ergeben können, auch realisiert werden.

Die Energiewende ändert das Stromsystem grundlegend, in 2050 sollen 80 % des Stroms aus Erneuerbaren Energien kommen. Die Energiewende wird daher das (Produktions-)Umfeld von weiten Teilen der Wirtschaft verändern – mit neuen Herausforderungen, aber möglicherweise auch großen Chancen, die es zukünftig zu bedenken gilt.

Zukünftig werden Kosten der Stromversorgung primär kapazitätsgetrieben sein

Zurzeit stehen insbesondere die CO₂-Vermeidung und der erneuerbare Charakter der neuen Energiequellen im Fokus der politischen Diskussion. Eine der wichtigsten Änderungen für den Wirtschaftsstandort wird jedoch die mit der Dekarbonisierung einhergehende neue Kostenstruktur der Stromversorgung sein. Zukünftig werden Stromsystemkosten zunehmend fixkostenlastig sein:

- Bei der *Stromerzeugung* wird der Anteil der erneuerbaren Energien von heute etwa 35 % auf 80 % in 2050 steigen. Die wesentlichen erneuerbaren Energiequellen werden voraussichtlich Wind- und Solarenergie sein:
 - Wind- und Solarenergie gehen mit erheblichen Investitionskosten, jedoch – abgesehen von Kosten für die Vorhaltung und den Betrieb von Backup-

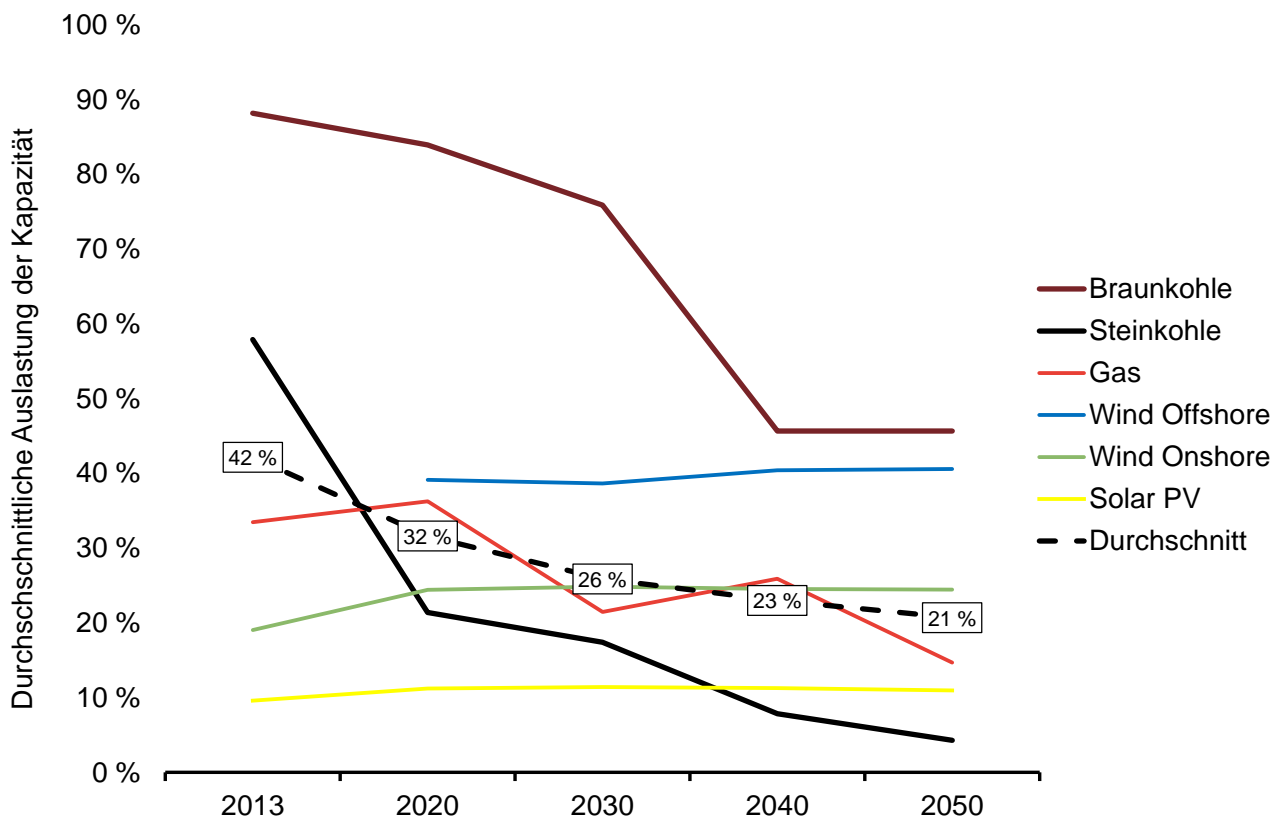
Erzeugungsleistung – sehr geringen variablen Kosten für die tatsächliche Stromerzeugung einher. Sobald eine Anlage errichtet ist, verursacht deren Nutzung volkswirtschaftlich betrachtet daher (fast) keine zusätzlichen variablen Erzeugungskosten – und keine CO₂-Emissionen.

- Wind- und Solarenergie sind dargebotsabhängig, das heißt, die Stromerzeugung ist nur möglich, wenn Wind und Sonne ausreichend verfügbar sind. In der Folge beträgt die durchschnittliche Auslastung einer Windkraftanlage an Land nur etwa 20 - 25 %, die Auslastung einer Photovoltaik-Anlage nur etwa 10 - 12 % (**Abbildung 1**). Um die politisch gesetzten Ziele für den Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zu erreichen (z. B. 80 % bis 2050), bedarf es daher eines signifikanten Ausbaus der Kapazitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien. Dies führt zum Aufbau von Erzeugungskapazitäten, die einem Vielfachen der Systemspitzenlast entsprechen. Bereits heute beträgt der Anteil von Wind- und Solarenergie an der Gesamterzeugungskapazität etwa 42 %, der Anteil an der Stromerzeugung aber nur knapp 18 %.¹
- Die im System verbleibenden *konventionellen Stromerzeugungskapazitäten* werden in der Folge zunehmend den Charakter von Back-up-Kapazität haben, um die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Ihre Auslastung wird dadurch signifikant sinken (**Abbildung 1**). Das bedeutet, die Kosten der konventionellen Kraftwerke werden ebenfalls zunehmend für die Vorhaltung (Fixkosten) und weniger für die tatsächliche Stromerzeugung (variable Kosten) anfallen.²

¹ Die installierte Kapazität von Wind- und Solarerzeugungsanlagen betrug 2015 etwa 84 GW gegenüber einer Gesamtkapazität von 203 GW (42 %). Die Bruttostromerzeugung von Wind- und Solaranlagen betrug demgegenüber 118 GWh gegenüber einer Gesamterzeugung von 646 GWh (18 %). Vgl. BMWi (2016a), Energiedaten: Gesamtausgabe, letzte Aktualisierung 31.10.2016.

² Die Refinanzierung der konventionellen Erzeugungskapazitäten steht dabei nicht im Fokus dieser Studie. Eine kostenreflektierende Refinanzierung ist im Grundsatz sowohl in einem „Energy-Only-Markt“ wie dem deutschen Strommarkt möglich (in welchem sich die Kraftwerke u. a. über Spitzenpreise in Knappheitssituationen amortisieren), als auch im Rahmen eines Kapazitätsmarktes (bei welchem Kraftwerke Zahlungen für die Vorhaltung sicher verfügbarer Erzeugungskapazität erhalten). Siehe hierzu z. B. Frontier Economics & FORMAET (2014) oder Frontier Economics & Consentec (2014).

Abbildung 1. Auslastung von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungskapazitäten³



Quelle: Frontier Economics auf Basis der Energiereferenzprognose der Bundesregierung (EWI, GWS, Prognos (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose, Studie im Auftrag des BMWi).

80 % Fixkosten

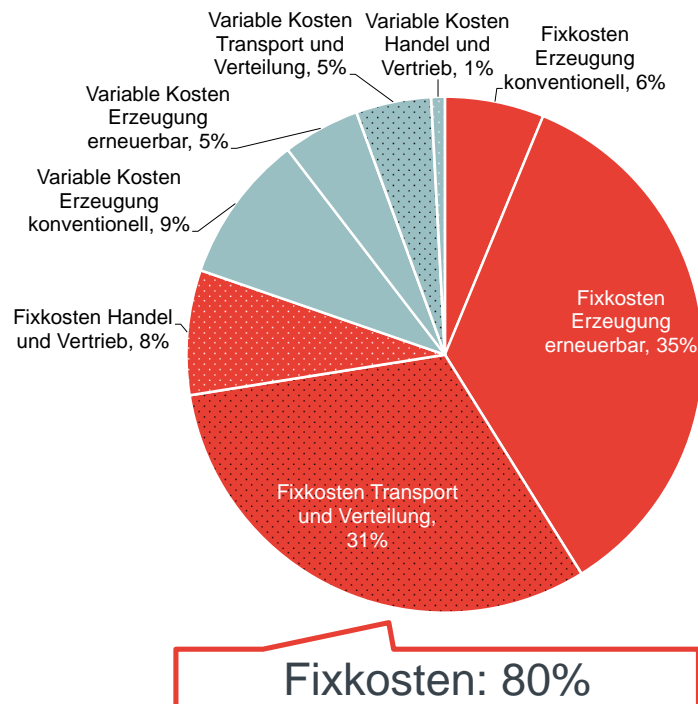
In 2050 werden über 80 % der Kosten des Stromsektors fix sein, d. h. unabhängig von der tatsächlich erzeugten Strommenge.

- Die Kosten von *Stromtransport und -verteilung* sind bereits heute sehr kapitalkostenintensiv. Kostentreiber hier ist der Stromverbrauch in Zeiten starker Netzbelastung, welcher einen weiteren Ausbau des Netzes erforderlich macht. Diese Zeiten müssen dabei nicht zwingend mit den Stunden übereinstimmen, welche einen Zubau der Erzeugungskapazitäten induzieren. Auch hier verursacht der Stromverbrauch in einem Großteil der Stunden keine bzw. nur geringe Zusatzkosten.

Bei Erreichen der Energiewendeziele werden in 2050 etwa 80 % der Kosten des Stromsystems Fixkosten sein (**Abbildung 2**). Entscheidender Treiber der Kosten der Zukunft ist somit der Kapazitätszubau (von Erzeugung, Speicher und Netz).

³ Die Auslastung ergibt sich aus der Division der durchschnittlichen stündlichen Erzeugungsmenge und der installierten Erzeugungskapazität der einzelnen Erzeugungstechnologien, jeweils auf Basis der in der Energiereferenzprognose für zukünftige Jahre simulierten Größe. Beispiel Braunkohle: Die Kapazität sinkt zwar substantiell, jedoch sinkt die Erzeugungsmenge überproportional, sodass es im Ergebnis zu einer sinkenden Auslastung kommt.

Abbildung 2. Zu erwartende Kostenstruktur des Stromsystems in 2050



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Rechnungen basieren auf der Annahme, dass die zentralen Energiewende-Ziele der Bundesregierung (mindestens 80 % CO₂-Reduktion bis 2050 gegenüber 1990; mindestens 80 % Erneuerbare Energien an Stromerzeugung bis 2050) erreicht werden. Die Schätzung der zukünftigen Kosten der Stromerzeugung basieren entsprechend der Energiereferenzprognose der Bundesregierung (EWI, GWS, Prognos (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose, Studie im Auftrag des BMWi), punktuell ergänzt um eigene Annahmen wo erforderlich. Die Schätzung der zukünftigen Netzkosten basiert auf dem Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 (2. Entwurf), dem Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015 (2. Entwurf) sowie der BMWi-Verteilernetzstudie (E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014), Moderne Verteilernetze für Deutschland, Studie im Auftrag des BMWi), jeweils hochgerechnet auf 2050 (unter der Annahme, dass sich der Netzausbaubedarf nach 2025 bzw. 2032 verringert).

Dadurch entstehen vermehrt Situationen mit „Überschussstrom“, jedoch auch „Knappheitsperioden“

Durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien erhöht sich zum einen die Fixkostenlastigkeit, zum anderen ändern sich dadurch die Rahmenbedingungen in der Stromversorgung:

1. Zukünftig könnte Strom in großen Teilen des Jahres nahezu ohne unmittelbare variable Kosten zur Verfügung stehen. Dies gilt immer dann, wenn das Dargebot von Wind und Sonne groß ist, sodass die vorhandenen Erzeugungskapazitäten große Mengen Strom erzeugen können („Hellbrise“), und wenn die Netze nicht überlastet sind. Dies könnte zukünftig in bis zu 40 % der Zeit der Fall sein (siehe unten).
2. Stromerzeugung und Transport sind dabei keinesfalls kostenlos, die Kosten fallen vielmehr zunehmend für die Kapazitätsvorhaltung an. Wie viel Erzeugungs- und Netzkapazität vorgehalten werden muss, und wie hoch dementsprechend die damit verbundenen Fixkosten ausfallen,

hängt vom Verbrauchsverhalten ab. Im Grundsatz gilt: Kapazitätsausbaubedarf – sei es Neubaubedarf oder Bedarf für den Ersatz alter Anlagen – ergibt sich nur durch Stromverbrauch, wenn das System an seiner Grenze fährt. Dies gilt zum Beispiel, wenn die verfügbaren Erzeugungskapazitäten nicht oder kaum ausreichen, um den Stromverbrauch zu decken (z. B. bei einer „Dunkelflaute“, also wenn kaum Wind weht und die Sonne nicht scheint), oder wenn die Netze an der Belastungsgrenze operieren bzw. zur Netzentlastung bereits einzelne Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen vom Netzbetreiber geregelt werden müssen („Redispatch“ oder „Einspeisemanagement“).

Überschussstrom in bis zu 40 % der Zeit zu erwarten

Der Zubau von Kapazität (sowohl Erzeugung als auch Transport und Speicher) muss sich langfristig an der gesichert zu erbringenden Spitzenleistung im gekoppelten Marktgebiet ausrichten. Aufgrund der zunehmenden Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen wie Wind und Sonne führt dies immer häufiger zu Situationen mit Überschussstrom, das heißt Situationen mit kurzfristig verfügbarer Stromerzeugung mit geringen variablen Kosten, der zunächst keine unmittelbare Nachfrage in gleicher Höhe gegenübersteht. In derartigen Überschusssituationen kommt es entsprechend zu sehr geringen oder sogar negativen Strompreisen im Großhandelsmarkt, da sonst kein Ausgleich von Angebot und Nachfrage erreicht wird. Dies bedeutet jedoch nicht zwingend, dass auch die Endkunden in diesen Situationen profitieren, da die Endkundenpreise – wie in **Kapitel 4** erläutert – erheblich durch Abgaben, Entgelte, Steuern und Umlagen geprägt bzw. verzerrt sind.

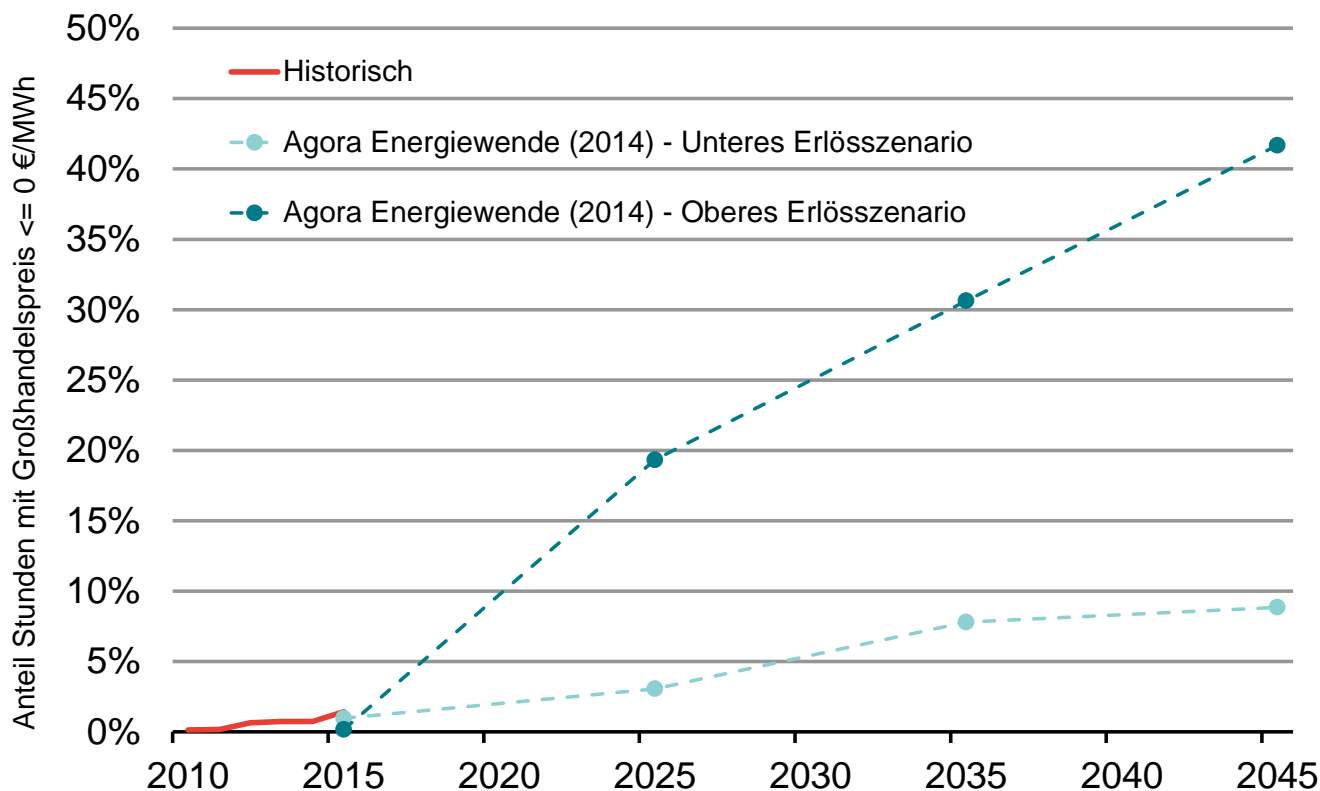
Die Anzahl von Stunden mit Überschussstrom – hier definiert als Stunden mit einem Großhandelspreis ≤ 0 €/MWh – hat sich in den letzten Jahren deutlich erhöht. Sie ist jedoch mit 126 Stunden im Jahr 2015 – das entspricht 1,4 % der Zeit – heute noch vergleichsweise gering. Zukünftig ist ein deutlicher Anstieg zu erwarten, dessen genaues Ausmaß von einer Vielzahl von Entwicklungen, z. B. der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise oder des Ausbaus von Erneuerbaren Energien in Europa, abhängt. Gemäß einer Studie des Öko-Instituts könnten zukünftig pro Dekade über 1.000 Stunden mit einem Großhandelsstrompreis von ≤ 0 €/MWh zusätzlich auftreten. Im Jahr 2045 würden demnach in mehr als 3.500 Stunden pro Jahr – bzw. über 40 % der Zeit – Stunden mit Überschussstrom auftreten (**Abbildung 3**, „oberes Erlösszenario“). Inwieweit dies tatsächlich der Fall sein wird, hängt nicht zuletzt auch von der im Rahmen dieser Kurzstudie diskutierten Sicherstellung kostenreflektierender Preise und der damit verbundenen Chancen für einen wertschöpfenden Stromeinsatz ab.



Überschussstrom

Dargebotsabhängige Stromerzeugung mit geringen variablen Kosten, der zunächst kein unmittelbarer Verbrauch gegenübersteht.

Abbildung 3. Deutliche Zunahme der Stunden mit Überschussstrom zu erwarten



Quelle: Frontier Economics basierend auf EPEX Spot (für historische Daten) sowie Öko-Institut (2014), Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0: Konzept einer strukturellen EEG - Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign, Studie im Auftrag der Agora Energiewende.

Auch im Stromnetz wird die Auslastung zunehmend zeitlich variieren: Wegen der ansteigenden Volatilität der Stromeinspeisung wird das Netz – sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene – im Großteil der Zeit nicht ausgelastet sein. Stromverbrauch in diesen Stunden induziert daher keinen Netzausbaubedarf. Umgekehrt verursacht Stromverbrauch in Stunden (und Regionen), in denen das Netz an der Belastungsgrenze operiert, Netzausbaubedarf und kostenintensive Redispatch-Maßnahmen. Die hierfür anfallenden Kosten sind allerdings nur in begrenztem Maße vollständig variabel, sondern häufiger sprungfix.

Zwischenfazit

Im Zuge der Energiewende wird die Kostenstruktur des Stromsystems zunehmend fixkostenlastig sein, also im Großteil der Zeit unabhängig von der tatsächlich erzeugten und transportierten Strommenge. Entsprechend kommt es auf der einen Seite zu vielen Stunden mit Überschussstrom, in denen zusätzlicher Stromverbrauch nahezu keine zusätzlichen Kosten

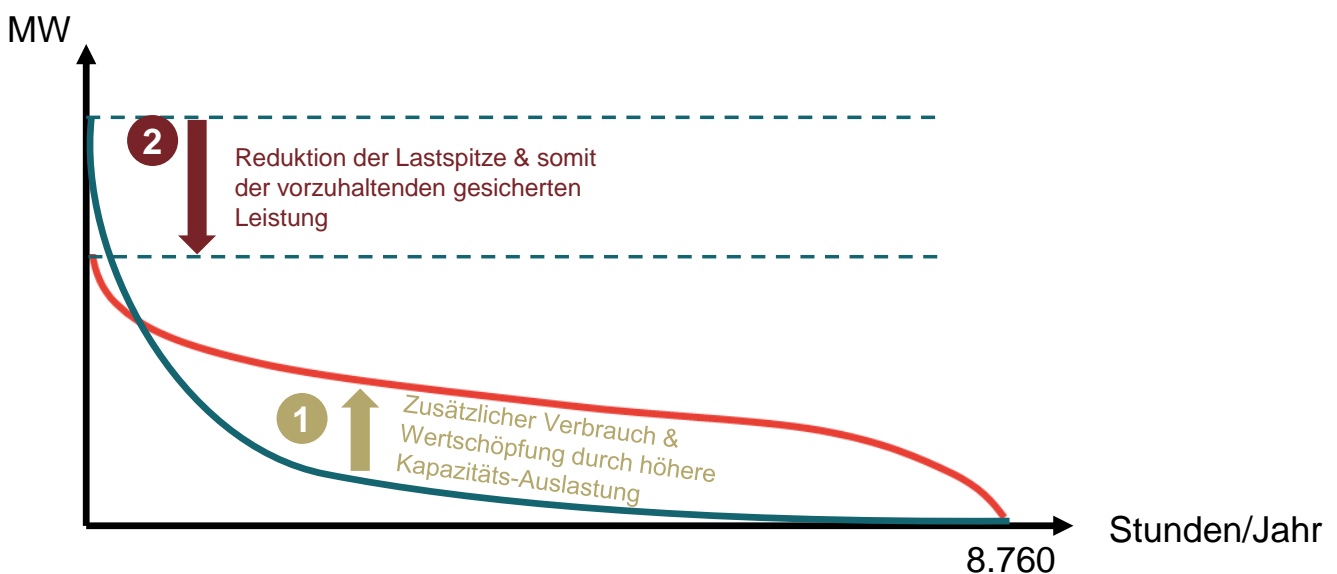
verursacht, und wenigen Stunden, in denen zusätzlicher Stromverbrauch weiteren Kapazitätsbedarf und entsprechend hohe zusätzliche (sprungfixe) Kosten verursacht. Wie wir nachfolgend zeigen, bieten sich hierdurch für Industrie und Gewerbe neue Chancen (**Kapitel 3**), denen bislang jedoch das heutige System von Abgaben, Entgelten, Steuern und Umlagen klare Grenzen setzt (**Kapitel 4**). Für eine effiziente Energiewende wird es daher entscheidend sein, dass – unter Berücksichtigung der Grenzen der Anpassungsfähigkeit in Industrie und Gewerbe (**Kapitel 5**) – durch frühe politische Weichenstellungen (**Kapitel 6**) die aufgezeigten potenziellen Vorteile der Energiewende für Industrie und Gewerbe auch genutzt werden, um zusätzliche Wertschöpfung zu generieren und die Gesamtbelastung durch die Energiewende so gering wie möglich zu halten.

3. FÜR INDUSTRIE UND GEWERBE ERÖFFNEN SICH WERTSCHÖPFUNGS- UND KOSTENSENKUNGSPOTENZIALE

Für Industrie und Gewerbe können sich durch die geänderte Kostenstruktur des Stromsystems Potenziale zur Erhöhung der Wertschöpfung und zur Senkung der Energiekosten eröffnen. Diese setzen allerdings voraus, dass – im Gegensatz zu heute (siehe hierzu **Kapitel 4**) – diese geänderte Kostenstruktur auch beim Endkunden ankommt:

- **Überschussstrom für inländische Wertschöpfung nutzen** – Statt Überschussstrom abzuregeln oder zu geringen Preisen zu exportieren, kann dieser für zusätzliche Wertschöpfung eingesetzt werden und so die Auslastung der bestehenden Kapazitäten erhöhen (siehe Punkt 1 in **Abbildung 4**).
- **Kapazitätzubau begrenzen durch Lastreduktion** – Zudem können Industrie und Gewerbe einen Beitrag dazu leisten, die Kosten der Energiewende durch eine Reduktion der Systemspitzenlast zu begrenzen, wenn entsprechende Anreize bestehen (siehe Punkt 2 in **Abbildung 4**).

Abbildung 4. Vorteile einer Erschließung der Wertschöpfungs- und Flexibilitätspotenziale des Stromverbrauchs am Beispiel einer Lastdauerkurve (schematisch)



Quelle: Frontier Economics

Dies wird im Folgenden erläutert:

Überschussstrom für inländische Wertschöpfung nutzen

2.000 €

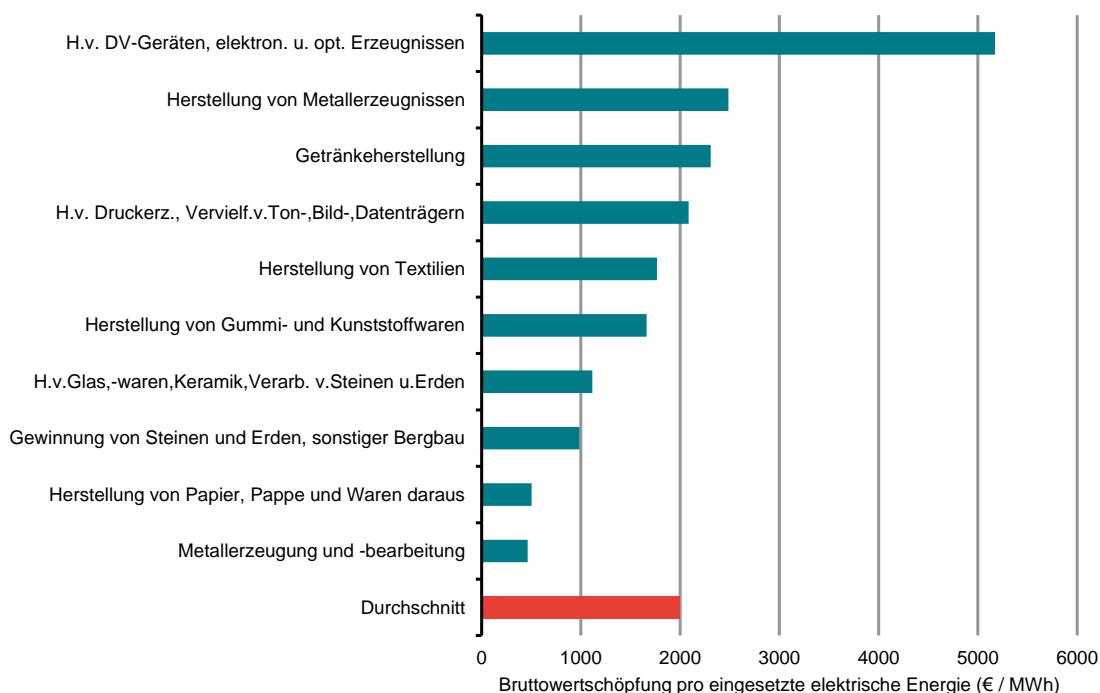
Wertschöpfung

erzielt das verarbeitende
Gewerbe in Deutschland
pro eingesetzter MWh
Elektrizität im Durchschnitt.

Gegenwärtig wird der Strom in Situationen mit Überschussstrom teilweise abgeregelt bzw. exportiert – damit bleiben jedoch Wertschöpfungspotenziale ungenutzt. Eine wirtschaftliche Nutzung für Wertschöpfung im Inland bietet hingegen große wirtschaftliche Potenziale.

Die Wertschöpfung im verarbeitenden Gewerbe im Verhältnis zum eingesetzten Strom beträgt in Deutschland im Durchschnitt rund 2.000 €/MWh, siehe **Abbildung 5** (im Vergleich zu einem durchschnittlichen Stromgroßhandelspreis von 32 €/MWh im Jahr 2015). Selbst wenn wegen technischer Restriktionen im Produktionsprozess bei zusätzlichem Stromeinsatz (und unter Berücksichtigung möglicher gegenläufiger Effekte) nur ein Bruchteil dieses Wertes zu erzielen wäre, verspricht der Einsatz derartiger Überschussmengen große wirtschaftliche Vorteile in Form von zusätzlicher Wertschöpfung. Hierbei ist zudem zu berücksichtigen, dass sich im Zuge der weiteren Elektrifizierung (z. B. im Bereich der betrieblichen Mobilität) zukünftig noch zusätzliche Wertschöpfungspotenziale ergeben können.

Abbildung 5. Bruttowertschöpfung pro eingesetzter elektrischer Energie (€/MWh) in stromintensiven Wirtschaftszweigen in Deutschland (2014)⁴



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Statistisches Bundesamt (Statistisches Jahrbuch 2015 und Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes, Ausgabe 2016).

Gegenwärtig verhindern jedoch nicht kostenreflektierende Umlagen und staatliche Preisbestandteile derartige effiziente Nutzungen (siehe **Kapitel 4**). Häufig sind die Produktionsprozesse zudem noch nicht ausreichend flexibel zu betreiben. Allerdings ließen sich selbst kurzfristig gewisse Potenziale zur kurzfristigen Nutzung von günstigem Strom durch entsprechende Maßnahmen erschließen (siehe **Fallbeispiel Grünewald Papier**).

⁴ Der Durchschnitt von ca. 2.000 €/MWh bezieht sich auf alle Branchen in Deutschland. Der Wert ergibt sich aus Division der Gesamt-Bruttowertschöpfung (482,1 Mrd. €) und des Gesamt-Stromverbrauchs (241,6 TWh).

FALLBEISPIEL GEBR. GRÜNEWALD GMBH & CO. KG – AUFNAHME VON ÜBERSCHUSSSTROM KURZFRISTIG DURCH POWER-TO-HEAT MÖGLICH

Die Gebr. Grünewald GmbH & Co. KG ist ein mittelständisches Familienunternehmen mit Sitz in Kirchhundem im Sauerland. Mit 100 Mitarbeitern stellt das Unternehmen pro Jahr ca. 40.000 Tonnen hochwertige Verpackungspapiere her, und erzielt damit einen Jahresumsatz von etwa 34 Mio. €. Mehr als 50 % des Umsatzes wird durch Exporte erzielt.

Vielschichtiger und energieintensiver Produktionsprozess

Die Papiererzeugung ist vergleichsweise energieintensiv: Bei einer installierten elektrischen Leistung von 6 MW verbraucht Grünewald Papier jährlich etwa 26 GWh Strom, dazu kommen etwa 70 GWh Erdgas. Entsprechend belaufen sich die Anteile der Strom- und Gaskosten an den Gesamtkosten auf etwa 6 % bzw. 7 %.

Der Produktionsprozess ist vielschichtig: Zunächst werden in so genannten Pulpn Rohstoffe wie z. B. Getränkekarton-Produktionsabfälle in Wasser aufgelöst. Anschließend erfolgt in der Stoffaufbereitung die Reinigung der verwendbaren Recyclingfasern, die danach in der Disperger-Anlage erhitzt, zerfasert und anschließend gemahlen werden. Das Faser-Wasser-Gemisch wird dann auf die 5 m breite und 27 m lange Papiermaschine, den eigentlichen Kern des Unternehmens, gegeben. Hier wird das Gemisch u. a. entwässert und mit Dampf bzw. 320 °C heißer Luft getrocknet, bevor die so hergestellte Papierbahn kundenspezifisch zugeschnitten wird.

Blick auf die Papiermaschine



Bildquelle: Gebr. Grünewald
GmbH & Co. KG

(Begrenztes) Potenzial für Lastverschiebung vorhanden und erprobt, jedoch Wirtschaftlichkeit derzeit nicht gegeben

Herausfordernd für eine kurzfristige Reduktion des Stromverbrauchs ist vor allem, dass die einzelnen Prozesse wie z. B. der Auflöseprozess im Pulper oder die Papiermaschine selbst nicht ohne erheblichen Schaden und Mehraufwand unterbrochen werden kann. Möglich ist jedoch, bei ausreichendem Vorlauf die Anfahrt einzelner Prozesse zu verzögern, und so bei temporär hohen Strompreisen einen Teil der elektrischen Motoren aussetzen zu lassen. Hierbei kann im Grundsatz auf Zwischenspeicher der Zwischenprodukte (z. B. das Büttenvolumen des Faser-Wasser-Gemischs vor der Papiermaschine) zurückgegriffen werden, um einen Produktionsstopp zu vermeiden. Der maximal möglichen Dauer der Zwischenspeicherung sind allerdings durch die stofflichen

5 %

Reduktion der Spitzenlast

wurde bereits in den 2000er Jahren durch verzögertes Anfahren des Pulper-Prozesses realisiert. Derzeit ist dies nicht wirtschaftlich.

Charakteristika von Papierfasern enge Grenzen gesetzt, z. B. da diese schnell quellen und so bei längerer Zwischenspeicherung die Qualität des Endproduktes beeinträchtigt werden kann.

Derartige Möglichkeiten zur Spitzenlastreduktion hatte das Unternehmen bis etwa 2006 bereits genutzt, als die Lieferverträge noch substanzielle Leistungspreis-Bestandteile beinhalteten. Damals wurde in Spitzenzeiten beispielsweise der Start der Pulper verzögert, wodurch die individuelle Spitzenlast um etwa 5 % reduziert werden konnte. Derzeit ist die Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahmen nicht gegeben, weshalb darauf verzichtet wird. An diese Erfahrungen könnte jedoch zukünftig bei entsprechenden Anreizen wieder angeknüpft werden.

Potenzial für Aufnahme von Überschussstrom durch Power-to-Heat

Dennoch wird langfristig das Potenzial zur Lastverlagerung absehbar begrenzt sein, unter anderem weil – wie häufig in Industrieprozessen – eine zunehmende Flexibilität auf Kosten der Effizienz und damit auch der Wettbewerbsfähigkeit geht. Allerdings besteht selbst unter diesen Rahmenbedingungen kurzfristig die Möglichkeit Überschussstrom wertschöpfend zu nutzen: Der Großteil des Gasverbrauchs wird zur Wärmeerzeugung zwecks Trocknung des Papiers in der Papiermaschine verbraucht. Entsprechend besteht die vergleichsweise einfache Möglichkeit, durch den Einbau von elektrischen Heizkesseln einen Teil des Wärmebedarfs temporär über Strom zu decken, wenn ausreichend Wind- und Solarstrom verfügbar ist und die Netze nicht überlastet sind. Dadurch würde dazu beigetragen, dass der Überschussstrom einer sinnvollen – wenn auch vergleichsweise wenig edlen – Verwendung zukommt. Dabei würden durch Substitution von Gasverfeuerung durch Strom aus Erneuerbaren Energien zudem CO₂-Emissionen eingespart.

Industrielle Nutzung von Power-to-Heat bei derzeitigen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich

Derzeit ist eine Investition in elektrische Heizkessel nicht profitabel. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die Endkunden-Strompreise von Grünwald Papier auch in Situationen mit Überschussstrom durch arbeitspreisbasierte Abgaben, Entgelte, Steuern und Umlagen – wenn auch zur Aufrechterhaltung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit in reduziertem Maße – belastet sind.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass das Zielszenario der Energiewende (für 2050) in vielen Branchen noch mehrere Investitionszyklen entfernt ist, sodass – bei ausreichend klaren und verlässlichen politischen Rahmenbedingungen – gezielt Flexibilitäten zur Nutzung solcher Überflusssituationen geschaffen und vorgehalten werden können (siehe **Fallbeispiel Hesse GmbH & Co. KG**).

FALLBEISPIEL HESSE GMBH & CO. KG – MÖGLICHKEIT ZUR FLEXIBILISIERUNG DES STROMVERBRAUCHS BEI EINEM NICHT ENERGIEINTENSIVEN MITTELSTÄNDLER

Technikum der Hesse GmbH & Co. KG



Bildquelle: Hesse GmbH & Co. KG

Die Hesse GmbH & Co. KG ist ein mittelständisches Familienunternehmen der Chemieindustrie mit Sitz im westfälischen Hamm. Auf der Basis von 45.000 verschiedenen Rezepturen stellt Hesse jeden Tag rund 100 Tonnen Lacke und Beizen her, welche unter der Marke „Lignal“ vertrieben werden. Mit ca. 400 Mitarbeitern erzielt das Unternehmen einen Umsatz von knapp 80 Millionen Euro pro Jahr. Die Produktion ist nicht energieintensiv, daher kommen für Hesse keine Sonderregelungen für stromintensive Unternehmen zur Anwendung.

Verringerung der Lastspitze durch Verschiebung von Kleinproduktionen („Batches“) möglich, jedoch teuer

Die Herstellung von Lacken und Beizen durchläuft eine Prozesskette mit einer Reihe von Prozessschritten, wie z. B. der Herstellung des Mahlguts durch Einwiegen und Mischen von pulverförmigen und flüssigen Rohstoffen sowie Füllstoffen, dem Dispergieren, der Komplettierung und der Abfüllung.

Hierbei wäre es durchaus möglich, einzelne Prozessschritte für einzelne Kleinproduktionen („Batches“) zeitlich zu verschieben, z. B. um die Lastspitze (bisher meist zwischen 11 und 12 Uhr) zu reduzieren. Hierfür bedarf es entsprechender Leit- und Steuertechnologie. Deren Anschaffungskosten sind im Fall der Herstellung der Gefahrenstoffe Lacke und Beizen allerdings vergleichsweise hoch, da jegliche elektronische Steuerung erhöhte Sicherheitsstandards erfüllen muss. Die Preissignale müssen also – auch vor dem Hintergrund der moderaten Stromintensität der Produktion – entsprechend deutlich sein, damit Investitionen in derartige Technologien rentabel werden.

Nutzung günstigen Stroms für zusätzliche Wertschöpfung durch Mehrschichtbetrieb möglich

Traditionell wurde die Produktion bei Hesse – wie in der mittelständischen Lackindustrie üblich – im Einschichtbetrieb gefahren. Entsprechend beschränkte sich der Stromverbrauch im Wesentlichen auf die Zeit, in welcher der Großteil der Stromverbraucher Strom bezieht, und entsprechend die Großhandelspreise und die Netzbelastung hoch sind. Seit Kurzem wird einer der zwei Produktionsbereiche bei Hesse im Zweischiebtbetrieb bis 22 Uhr gefahren. Weitere Ausweitungen des Schichtbetriebs (auf den zweiten Produktionsbereich bzw. auch auf

Mehrschicht- betrieb

kann Nutzung
günstigen Stroms
ermöglichen.
Allerdings erfolgt
Abwägung mit
anderen Faktoren
wie höheren
Personalkosten.

Dreischichtbetrieb) wären langfristig denkbar, wenn dies wirtschaftlich attraktiv und sozialverträglich darstellbar ist.

Derzeit keine Preissignale für Nutzung von Flexibilitätspotenzialen

Bei der Entscheidung über eine Ausweitung des Schichtbetriebs ist die Möglichkeit, durch eine teilweise Verschiebung des Stromverbrauchs in die Abend- und Nachtschichten Stromkosten sparen zu können, nur einer von mehreren Faktoren: Durch Mehrschichtbetrieb kann zudem eine bessere Auslastung der Produktionsanlagen erreicht werden. Auf der anderen Seite entstehen z. B. höhere Personalkosten (für Schichtaufschläge) und ggf. höhere Heizkosten.

Inwieweit eine Reformierung der Systematik der Endkundenstrompreise hin zu kostenreflektierenden Strompreisen im Beispiel der Hesse GmbH & Co. KG tatsächlich in einer Flexibilisierung des Stromverbrauchs resultieren würde, hängt daher von zahlreichen weiteren Faktoren ab. In der derzeitigen Preissystematik werden dem Unternehmen jedoch gar nicht erst die durch sein Stromverbrauchsverhalten verursachten Kosten signalisiert. Dementsprechend wird diese Komponente in den Entscheidungen über Investitionen in Steuerungstechnik oder über die Organisation des Schichtbetriebs in der Produktion vernachlässigt.

Kapazitätszubau begrenzen durch Verringerung der Systemspitzenlast

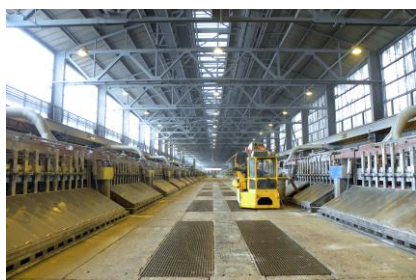
Neben der Nutzung von Überschussstrom für inländische Wertschöpfung können Industrie und Gewerbe – bei entsprechenden Anreizen (siehe **Kapitel 4**) – durch eine Verringerung des Stromverbrauchs während der Systemspitzenlast auch aktiv einen wichtigen Beitrag leisten, die Kosten der Energiewende zu begrenzen.⁵

Falls teure Kapazitäten nur für kurzfristige Systemspitzenverbräuche zugebaut werden müssen, ist es – trotz generell hoher Wertschöpfung durch Stromeinsatz – häufig gesamtwirtschaftlich vorteilhafter, auf Spitzenverbrauch zu verzichten und entsprechende Kapazitätskosten einzusparen. Durch Flexibilität können Industrie und Gewerbe hier ebenfalls einen wichtigen Beitrag leisten (siehe **Fallbeispiel TRIMET**).

⁵ Für die Systemspitzenlast ist nicht zwangsläufig die individuelle Spitzenlast von Bedeutung, sondern der Anteil, den ein einzelner Verbraucher zu dem Zeitpunkt am Gesamtverbrauch hat, an dem das Gesamtsystem maximal genutzt wird.

FALLBEISPIEL TRIMET (ALUMINIUMHERSTELLUNG) – KAPAZITÄTSVERMEIDUNG DURCH FLEXIBILISIERUNG VON INDUSTRIENACHFRAGE

Blick in eine der 750 Meter
langen Elektrolysehallen bei
TRIMET Aluminium in Essen



Bildquelle: TRIMET Aluminium SE

25 %

Anpassung des Strombedarfs

erlaubt die
Implementierung
einer virtuellen
Batterie in einer
Aluminiumhütte. Bei
Anwendung in allen
Aluminiumhütten
Deutschlands
ergäbe sich so eine
Speicherleistung
von 275 MW mit
einer
Speicherkapazität
von 13 GWh.

Die TRIMET Aluminium SE ist ein konzernunabhängiger deutscher Aluminiumhersteller mit sechs Standorten in Deutschland, unter anderem in Essen und Gelsenkirchen.⁶ Die TRIMET erzielte im Geschäftsjahr 2014/2015 mit 3.080 Mitarbeitern einen Umsatz von 1,8 Mrd. €. Dabei wurden in Deutschland bei einer maximalen Stromlast von 730 MW insgesamt 6,2 Mio. MWh Strom verbraucht. Dies entspricht etwa 1,0 % der Systemspitzenlast bzw. 1,2 % des Stromverbrauchs in Deutschland.

Produktionsprozess bislang höchst unflexibel

Die Aluminiumherstellung ist ein äußerst stromintensiver Prozess, der bis heute nur sehr geringe Flexibilität zulässt: In dem industriellen Verfahren der Aluminiumelektrolyse wird aus Bauxit in großen Elektrolysesystemen mit Hilfe von elektrischer Energie Rohaluminium gewonnen. Der hierbei zur Anwendung kommende Prozess reagiert sehr sensibel auf schwankende Energieeinträge, sodass die Produktion weltweit bis heute gleichförmig über alle Stunden des Jahres läuft. Die Aluminiumherstellung ist daher das klassische Beispiel einer Grundlast, die das Stromversorgungssystem konstant nutzt – und entsprechend auch in Spitzenzeiten einen signifikanten Anteil der Systemlast stellt.

Forschungsprojekt „virtuelle Batterie“ ermöglicht Flexibilität

Um diesen Prozess an die Erfordernisse der Energiewende anzupassen, in der sich die Stromnachfrage zukünftig zunehmend an der volatilen Erzeugung ausrichten muss, hat die TRIMET im Rahmen ihrer F&E-Aktivitäten an der Flexibilisierung dieses Prozesses geforscht. Ziel des Projektes „Die ‘Virtuelle Batterie’ - Ein Beitrag der energieintensiven Aluminiumindustrie zum Gelingen der Energiewende in Deutschland“ ist es, den Prozess so weit zu flexibilisieren, dass der Strombedarf kurzfristig um jeweils 25 % abgesenkt bzw. angehoben werden kann.

Nach einer ersten erfolgreichen Demonstrationsanlage arbeitet TRIMET heute daran, die neue Technologie im Industriemaßstab anzuwenden. Hierzu wird eine komplette Elektrolysehalle (90 MW) in der Aluminiumhütte Essen mit der neuen Technologie ausgerüstet werden. Dies würde eine kurzfristige Anpassung des Leistungsbedarfs von bis zu +/- 22 MW erlauben. Da die

⁶ Dieses Fallbeispiel basiert unter anderem auf Informationen von Heribert Hauck, Leiter Energiewirtschaft bei der TRIMET Aluminium SE.

Absenkung des Stromverbrauchs wegen des begrenzten Aluminiumpuffers zur Sicherung einer kontinuierlichen Versorgung der nachgeschalteten Gießereiprozesse (und termingerechten Erfüllung der Kundenaufträge) auf 48 Stunden beschränkt ist, ergibt sich eine virtuelle Speicherkapazität von 1.000 MWh.

Wirtschaftlichkeit derzeit nicht gegeben

Die Investitionskosten für dieses Leuchtturmprojekt betragen rund 25 Mio. € – eine Investition, deren Refinanzierung bei den aktuellen Rahmenbedingungen und gegebenen Planungszeiträumen nicht gewährleistet ist. TRIMET erwartet jedoch, dass mittelfristig der Wandel der Energieerzeugung auch zu zunehmend kostenreflektierenden Preisen und Tarifen am Energiemarkt führen wird – und dass dann Industrieunternehmen, die mit ihrem Verbrauch flexibel reagieren können, auch entsprechend kommerziell profitieren werden.

Eine Implementierung dieser Technologie in allen deutschen Aluminiumhütten (mit einer Gesamtlast von etwa 1.100 MW Baseload) hätte eine potenzielle Speicherleistung von 275 MW mit einer Speicherkapazität von etwa 13 GWh und könnte so einen wesentlichen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs in Deutschland leisten.

4. NUTZUNG DER POTENZIALE ERFORDERT KOSTENREFLEKTIERENDE LETTVERBRAUCHERPREISE

Aus Unternehmenssicht sind die Möglichkeiten zur Nutzung der Potenziale durch die derzeitige Gestaltung der Energiewende kommerziell jedoch nur in Einzelfällen attraktiv. Dies liegt unter anderem daran, dass die für Endverbraucher entscheidungsrelevanten Endverbraucherpreise nicht die Verursachung der Systemkosten widerspiegeln, vor allem, da diese durch zahlreiche staatlich determinierte Tarifbestandteile überlagert werden und somit Marktkräfte nicht länger eine effiziente Nutzung des Produktionsfaktors Strom leisten können.

Eine Realisierung der vorangehend skizzierten Potenziale setzt jedoch voraus, dass sich die Energiepreise kostenreflektierend dem Endkunden stellen. Nur dann kann sich ein fairer Wettbewerb der verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten einstellen, um letztlich den Wohlstand zu maximieren.

51 Mrd. €

tragen Stromverbraucher in 2015 durch Entgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern (ohne Mehrwertsteuer).

Großteil des Letztverbraucherpreises besteht aus Entgelten, Umlagen, Abgaben und Steuern

Der Strompreis für Letztverbraucher besteht inzwischen zu einem Großteil aus sogenannten „staatlich induzierten Preisbestandteilen“ (SIP), d. h. Entgelten, Umlagen, Abgaben und Steuern, deren Höhe und Struktur in erheblichem Maße durch politische Vorgaben determiniert sind.

Die staatlich induzierten Preisbestandteile können bei industriellen Großabnehmern bis zu 71 % des Strompreises ausmachen.⁷ Bei Haushaltskunden beträgt der Anteil etwa 76 %.⁸ Nur der jeweils verbleibende Anteil entfällt auf die durch Angebot und Nachfrage im Markt bestimmten Preisbestandteile für Beschaffungs- und Vertriebskosten.

⁷ Für einen industriellen Großabnehmer mit jährlicher Stromabnahme von 100 Mio. kWh ohne Möglichkeit zur Nutzung von Entlastungsregelungen, gültig für das Jahr 2015, vgl. BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016 – Haushalt und Industrie, Seite 29.

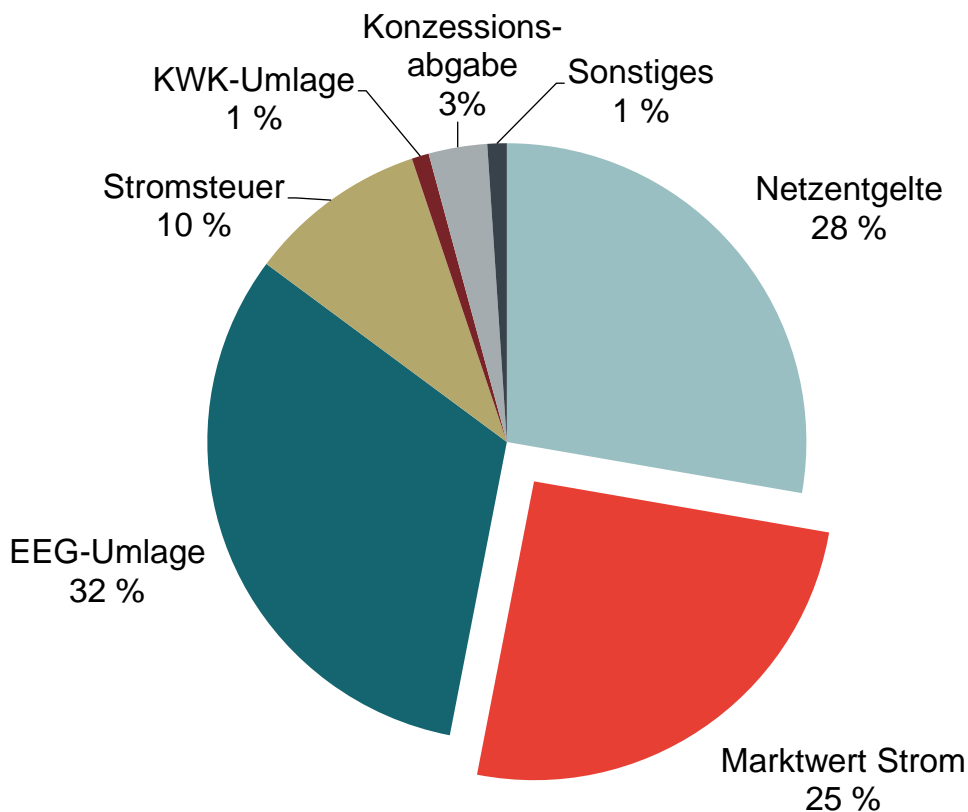
⁸ Für einen durchschnittlichen Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh, gültig für das Jahr 2015, vgl. BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016 – Haushalt und Industrie, Seite 8.

17 Mrd. €

beträgt der Marktwert des in 2015 in Deutschland verbrauchten Stroms. Dies entspricht nur 25 % der Gesamtbelastung von Stromverbrauchern.

Die Gesamtbelastung der Strompreise durch staatliche induzierte Preisbestandteile betrug im Jahr 2015 etwa 50,7 Mrd. € (ohne Mehrwertsteuer). Der Großteil davon entfällt auf die EEG-Umlage zur Refinanzierung der Förderkosten von Strom aus Erneuerbaren Energien (21,8 Mrd. €), die Netzentgelte (18,8 Mrd. €), deren Struktur und Höhe wesentlich durch staatliche Normen wie die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) determiniert sind, und die Stromsteuer (6,6 Mrd. €). Diesen steht ein Marktwert des Stroms von nur etwa 17,2 Mrd. € gegenüber, siehe **Abbildung 6**.⁹ Dies macht deutlich, wie essenziell eine anreizkompatible Ausgestaltung der staatlich induzierten Preisbestandteile ist.

Abbildung 6. Aufteilung der Gesamtbelastung der Stromverbraucher im Jahr 2015 (Gesamt: 68 Mrd. €)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016 – Haushalt und Industrie, Seite 39, sowie Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung vom 21. Januar 2015, Seiten 78, 84 und 92 (für Höhe der Netzentgelte).

⁹ Der Marktwert des in Deutschland konsumierten Stroms ergibt sich aus dem Produkt von stündlichem Strompreis (Quelle: EEX) und stündlichem Stromverbrauch. Der stündliche Stromverbrauch wurde anhand der stündlichen vertikalen Netzlast (Quelle: Entso-E) und des jährlichen Endenergieverbrauchs von Strom (Quelle: AG Energiebilanzen 2015) bestimmt.

50 %

der EEG-Umlage tragen
Industrie und Gewerbe.

Industrie und Gewerbe tragen dabei einen wesentlichen Teil dieser Gesamtbelastung. Beispielsweise tragen Industrie und Gewerbe 11,6 Mrd. € der Kosten für die EEG-Umlage 2016, entsprechend einem Anteil von 50,2 %.¹⁰ Die übrigen Kosten tragen Haushalte (34,5 %), öffentliche Einrichtungen (12,2 %), Landwirtschaft (2,2 %) und Verkehr (0,9 %).

Die heutige Fokussierung auf Arbeitspreise verhindert Wertschöpfung, verursacht Kosten und verhindert Klimaschutz

Bisher werden die Kosten primär über zeitkonstante Arbeitspreise alloziert. Während dies in der Vergangenheit unproblematisch war, da dies zu einem Großteil auch der Kostenstruktur mit höheren variablen Kosten entsprach und zudem Verbraucher technisch bedingt kaum Reaktionsmöglichkeiten (in Form von Lastverlagerung oder Eigenerzeugung) besaßen, führen zeitkonstante¹¹ Arbeitspreise für die Refinanzierung von nicht zeitkonstanten Kosten, wie sie in Zukunft im Stromsystem in zunehmendem Maße zu erwarten sind (s. o.), bereits heute und zukünftig noch verstärkt zu Preisverzerrungen. Diese resultieren in unnötigen Kostenbelastungen bzw. entgangener Wertschöpfung und führen letztlich zu Wohlfahrtsverlusten.

Dies liegt darin begründet, dass die für die Endkunden entscheidungsrelevanten Preise weder die tatsächliche Kostenstruktur noch das tatsächliche Angebot widerspiegeln, sondern durch staatlich induzierte Preisbestandteile überlagert sind, die sich überwiegend nicht verursachungsgerecht an der tatsächlichen Kostenstruktur orientieren (siehe **Abbildung 7**).

¹⁰ Die Differenz des Anteils von Industrie und Gewerbe an der EEG-Umlage (von 50 %) gegenüber dem Anteil von Industrie und Gewerbe am Stromverbrauch (von 62 %, siehe **Kapitel 2**) ergibt sich aus Umlage-Entlastungen für eigenerzeugten Stromverbrauch und für Stromverbrauch von stromintensiven Unternehmen im internationalen Wettbewerb (Besondere Ausgleichsregelung nach § 64 EEG). Von der Besonderen Ausgleichsregelung sind jedoch nur rund 4 % aller Industriebetriebe betroffen.

¹¹ Zeitkonstante Arbeitspreise werden allenfalls in sehr großen Zeitabständen (z. B. einmal im Jahr wie im Fall der EEG-Umlage) angepasst. Sie können daher kurzfristig (z. B. stündlich oder täglich) variierende Systemkosten nicht entsprechend widerspiegeln.

Abbildung 7. Mangelnde Kostenreflektion von staatlich induzierten Preisbestandteilen

	Kostenstruktur	Kostentragung	Kostenreflektierend bzw. zielgerecht?
 Beschaffung & Vertrieb	z. T. fix (pro kW), z. T. variabel (pro kWh)	Vertriebe frei in Tarifstruktur; Großhandelspreis pro kWh, aber (viertel-)stündlich variabel	
 EEG-Umlage	Überwiegend Fixkosten (pro kW)	Zeitkonstanter Arbeitspreis (pro kWh)	
 Netzentgelt	Überwiegend Fixkosten (pro kW)	Hohe Anteile zeitkonstanter Arbeitspreis (pro kWh) insb. bei kleinen Verbrauchern	
 Stromsteuer	Keine Kosten, sondern Lenkungswirkung & Fiskalziel	Lenkungswirkung nicht zeitgemäß; Allerdings: Für Industrie Spitzenausgleich mgl.	
 KWK-Umlage	z. T. fix (pro kW), z. T. variabel (pro kWh)	Zeitkonstanter Arbeitspreis (pro kWh)	
 Konzessionsabgabe	Fixkosten bzw. Fiskalziel (Wegerechte) (pro kWh)	Zeitkonstanter Arbeitspreis (pro kWh) für Industrie & Gewerbe	

Quelle: Frontier Economics.

Hierdurch wird den Verbrauchern überwiegend die Möglichkeit genommen, sich „systemdienlich“ zu verhalten, da die für die individuelle, kommerzielle Verbrauchsentscheidung relevanten Preise gerade nicht die tatsächlichen Systemkosten widerspiegeln. Hierdurch kommt es sowohl in „Knappheitssituationen“ als auch in Überschusssituationen zu Wohlfahrtsverlusten:



Zeitkonstante Abgaben, Entgelte, Steuern & Umlagen verteuern Überschussstrom künstlich, verhindern Wertschöpfung und hemmen Dekarbonisierung.

- **In Zeiten mit Überschussstrom** – Wenn Strom aufgrund der für diese Situation **zu hohen zeitkonstanten staatlich induzierten Arbeitspreis-Bestandteile nicht (im Inland) verbraucht wird**, obwohl der Stromverbrauch kaum Zusatzkosten verursachen würde und im Gegenzug sinnvoll zur Wertschöpfung genutzt werden könnte. Zu einem Wohlfahrtsverlust kann es zum Beispiel dann kommen, wenn der Strom anstelle einer inländischen Nutzung exportiert wird, weil der Verbraucher im Exportland geringere Abgaben, Entgelte, Steuern und Umlagen trägt (ohne dass dem dort geringere Kosten gegenüberstehen). Zudem kann die sinnvolle Nutzung des erneuerbar produzierten Stroms die Akzeptanz der Energiewende erhöhen und auch günstige Dekarbonisierungspotenziale in anderen Sektoren wie Verkehr oder Wärme bieten.
- **In Zeiten, in denen das Stromsystem überlastet ist** – Wenn Strom aufgrund der für diese Situation **zu geringen zeitkonstanten staatlich induzierten Arbeitspreis-Bestandteilen verbraucht wird**, obwohl die durch diesen Verbrauch anfallenden Kosten (durch den hierfür notwendigen Kapazitätsausbau) höher sind als die in dieser Situation

realisierbare Wertschöpfung. Mit anderen Worten: Durch eine Lastreduktion oder -verschiebung hätte der Bedarf nach Erzeugungs- oder Netzkapazität verringert werden können, wenn der für die Verbrauchsentscheidung relevante Letztverbraucherpreis die Knappheit angemessen reflektiert hätte.

Dabei gilt diese Feststellung ganz unabhängig davon, ob der einzelne Verbraucher von den aktuellen Preissystemen jeweils profitiert oder nicht – gesamtwirtschaftlich werden durch verzerrte Anreize unnötige Kosten verursacht.

Für eine effiziente Umsetzung der Energiewende unter Nutzung aller wirtschaftlichen Chancen ist es daher notwendig, derartige nicht kostenreflektierende Verzerrungen der Preise zu vermeiden. Das aktuelle Preissystem führt hingegen zu Fehlanreizen mit der Folge ausbleibender Wertschöpfung, verpasster Dekarbonisierungs-Chancen und unnötig hohen Kosten der Stromversorgung.

Kostenreflektierende Preise sind der Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende

Zukünftig sollten die Letztverbraucher kostenreflektierende Preissignale erhalten, welche die tatsächlich durch ihre Verbrauchsentscheidungen verursachten Kostenimplikationen widerspiegeln. Nur wenn die für die Endkunden sichtbaren Preise stets die tatsächliche Knappheitssituation im System widerspiegeln, haben diese die Chance, ihr Verhalten entsprechend anzupassen.

Dies bedeutet, dass Letztverbraucher zukünftig

- in vielen Stunden des Jahres von geringen Preisen profitieren können (da die variablen Systemkosten für Strom sinken);
- jedoch im Gegenzug temporäre Preisspitzen erfahren werden – wenn durch den Verbrauch das System an Grenzen kommt und somit zusätzlicher Verbrauch Kapazitätszubau erfordert.

Voraussetzung dafür ist ein Preissystem, welches die tatsächlichen Erzeugungsbedingungen des Stroms reflektiert und somit z. B. in der Preisgestaltung zwischen „Hellbrise“ und „Dunkelflaute“ unterscheidet.

Dann ist sichergestellt, dass die Summe der individuellen Nutzungsentscheidungen jeweils das System bestmöglich auslastet, und somit letztlich alle besser gestellt werden – und eine effiziente Energiewende erreicht wird.

Für die Umlage der Kosten des Stromsystems auf kostenreflektierende Preise ergeben sich damit folgende Grundsätze:

- Fixe Kapazitätskosten, die z. B. im Netz oder bei erneuerbaren Energiequellen deutlich überwiegen, sollten auf die Preise in Knappheitszeiten umgelegt werden, entweder durch
 - kostenreflektierende Leistungspreise (€/kW/a) – dabei ist die Bemessungsgrundlage nach Möglichkeit so zu wählen, dass die Höhe der Kostentragung dem individuellen Beitrag zu den Mehrkosten entspricht. Ein Beispiel hierfür stellt das System der Bemessung der Hochspannungs-Netzentgelte im Vereinigten Königreich dar (siehe Textkasten „Internationales Fallbeispiel“); oder
 - zeitvariable, das heißt dynamisch angepasste Arbeitspreise (€/kWh), welche jeweils reflektieren, welche zusätzlichen Kosten zusätzlicher Stromverbrauch zu dem jeweiligen Zeitpunkt verursacht.
- Zeitvariable variable Kosten, z. B. Brennstoffkosten bei der konventionellen Stromerzeugung, sollten hingegen grundsätzlich über zeitvariable Arbeitspreise (€/kWh) refinanziert werden. Ein Beispiel hierfür ist der heutige Großhandelsstrompreis, bei welchem der Preis für jede einzelne Viertelstunde bzw. Stunde auf Basis des verfügbaren Angebots und der Nachfrage bestimmt wird.

Für heutige staatlich induzierte Preisbestandteile, denen keine unmittelbar zu refinanzierenden Kosten gegenüberstehen, sondern die vor dem Hintergrund einer intendierten Verbrauchslenkung eingeführt wurden, sollte explizit überprüft werden, ob die Wirkung im Kontext der sich ändernden Energielandschaft noch mit der intendierten Wirkung im Einklang ist (siehe **Kapitel 6**).

INTERNATIONALES BEISPIEL – KOSTENREFLEKTIERENDE UMLAGE VON NETZKOSTEN IN UK („TRIAD“)



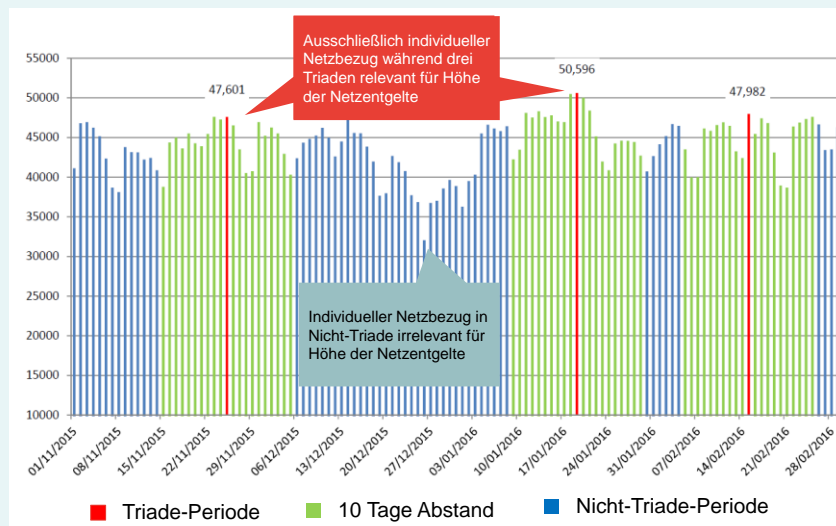
Im Vereinigten Königreich (UK) werden die Netzentgelte für große Stromverbraucher (mit halb-stündiger Bilanzierung) auf Basis des sogenannten Triade-Systems kalkuliert.

Triade-Periods sind die drei halben Stunden mit der höchsten Systemlast

Hierzu ermittelt der Übertragungsnetzbetreiber National Grid die „Triade Periods“. Das sind die drei halb-stündigen Bilanzierungsperioden mit der höchsten Systemlast im Winter

(November bis Februar), die durch mindestens 10 Tage („Clear Days“) getrennt sein müssen (**Abbildung 8**). Die Triade Periods werden ex-post bestimmt und Ende März für den vorhergehenden Winter veröffentlicht.

Abbildung 8. Triade-Perioden im Winter 2015/2016



Quelle: Frontier Economics auf Basis von National Grid (2016a).

Einzig Netzbezug in Triade Periods relevant für Netzentgelte

Die Höhe der von großen Stromverbrauchern für die Nutzung des Übertragungsnetzes zu tragenden Netzentgelte bemisst sich allein auf Basis des Netzbezugs in den drei Triade Periods. Der Netzbezug kann dabei neben einer Anpassung der Last auch durch dezentrale Erzeugung „hinter dem Zähler“ verringert werden. Falls das Netz durch einen „Stromexport in das Netz“ sogar entlastet wird, erhält der Verbraucher sogar eine Nettozahlung vom Netzbetreiber.

Der Netzbezug in allen Zeiten außerhalb der Triade Periods wird nicht berücksichtigt, da dieser keinen Einfluss auf die Dimensionierung der kostenverursachenden Netzkapazität hat.

Triade System führt durch Dienstleister zu Reduktion der Netzbelastung

Durch die nachträgliche Bestimmung der entgeltrelevanten Triade Periods reflektiert das jeweilige Netzentgelt eines Stromverbrauchers dessen tatsächlichen Beitrag zur Netzbelastung, und somit auch dessen Beitrag zur erforderlichen Dimensionierung der Netzkapazität. Da Verbraucher Netzentgelte nur einsparen lassen, wenn die Triade Periods antizipiert werden, hat sich ein intensiver Wettbewerb von Dienstleistern wie zum Beispiel Enernoc, Flexitricity, KiWiPower

oder SmartestEnergy entwickelt, die bei der Antizipation der Triade Periods unterstützen. Diese Dienstleister senden Warnungen erwarteter Triade Periods an ihre Kunden, damit diese rechtzeitig ihren Netzbezug reduzieren können.

Das in den frühen 1990er-Jahren eingeführte Triade System hat sich bewährt, um Anreize zur Begrenzung der Systemspitzenlast zu setzen.¹² Im Winter 2015/2016 hat sich die Systemlast durch die Teilnahme an Triad Avoidance bei Triade-Warnungen jeweils um etwa 2GW, also etwa 4 %, reduziert.¹³

¹² Siehe National Grid (2015), Triads: Why three is the magic number.

¹³ National Grid (2016b), EMR Electricity Capacity Report, 31st May 2016 (submitted to DECC).

5. GRENZEN DER ANPASSUNGSFÄHIGKEIT MÜSSEN BERÜCKSICHTIGT WERDEN, UM WETTBEWERBSFÄHIGKEIT ZU BEWAHREN



Grenzen der Anpassungsfähigkeit in der Wirtschaft sowohl in zeitlicher als auch absoluter Hinsicht berücksichtigen.

Während stärker kostenreflektierende Preissignale dazu führen können, dass Unternehmen in Deutschland Anreize und Möglichkeiten für zusätzliche Wertschöpfung bzw. Kostensenkung erhalten, sind mit derartigen Änderungen auch Verteilungseffekte verbunden. Wer heute davon profitiert, dass teure Kapazitätsbereitstellung in Spitzensituationen von allen Verbrauchern mitgetragen wird, wird durch ein stärker kostenreflektierendes System potenziell schlechter gestellt.

Dies ist zwar unter Anreizgesichtspunkten effizient, allerdings ist stets zu prüfen, ob hierdurch auch übergeordnete wirtschafts- und sozialpolitische Ziele weiterhin erreicht werden. Zudem ist die Trägheit des Systems zu berücksichtigen, um nicht durch abrupte Änderungen (mit entsprechenden Auswirkungen auf versunkene Investitionen) erneut Ineffizienzen zu schaffen.

Dazu ist es notwendig, bei allen Änderungen auch die Grenzen der Anpassungsfähigkeit in der Wirtschaft sowohl in zeitlicher als auch absoluter Hinsicht zu berücksichtigen:

- Wie oben dargestellt, ist eine große Chance der Energiewende, dass während der Umsetzung in vielen Branchen noch mehrere Investitionszyklen anstehen. Diese können genutzt werden, um ohne abrupte Entwertungen vorhandener Anlagen und Prozesse die Wirtschaft an die neuen Rahmenbedingungen einer gewandelten Energieversorgung anzupassen. Das heißt aber auch, dass es notwendig ist, entsprechende Änderungen gegebenenfalls mit Übergangsfristen abzufedern.

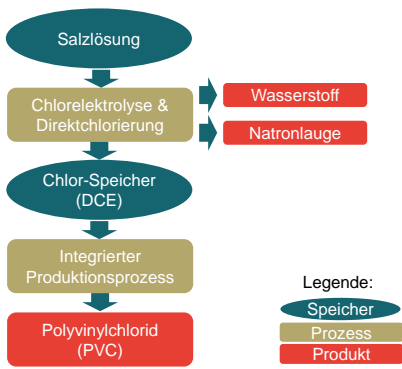
So nutzen zurzeit viele Betriebe die Eigenerzeugung als einen Baustein, um sich an die Veränderungen des Stromsystems anzupassen. Dadurch können zurzeit z. B. Preisspitzen abgefangen oder abrechnungsrelevante Netznutzungsspitzen vermieden werden. Hier gilt es, derartige Investitionen nicht durch abrupte Änderungen der Rahmenbedingungen zu entwerten.

- Auch wird es immer dort Grenzen der Anpassung geben, wo Energiebedarf durch technische, sicherheits- oder arbeitsrechtliche Restriktionen in der Flexibilität eingeschränkt wird. Hier gilt es – analog zu heutigen Ausnahmeregelungen für stromintensive Betriebe, die internationalem Wettbewerb ausgesetzt sind oder wichtiger Bestandteil inländischer Wertschöpfungsketten sind – zu prüfen, wie entsprechende Härtefälle durch die Einführung kostenreflektierender Preise vermieden werden können.

Die in der chemischen Industrie eingesetzte Chlorelektrolyse ist ein Beispiel für einen bedeutenden industriellen Produktionsprozess, dessen Stromverbrauch durch seine Charakteristika nur sehr begrenzt flexibilisierbar ist, dessen Kostenbelastung zur Aufrechterhaltung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit jedoch auch zukünftig begrenzt bleiben sollte (siehe Fallbeispiel „Chlorelektrolyse“).

FALLBEISPIEL CHLORELEKTROLYSE – AUS SICHERHEITSGRÜNDEN BEGRENZTES POTENZIAL ZUR FLEXIBILISIERUNG DES STROMVERBRAUCHS

Ein beträchtlicher Anteil des industriellen Stromverbrauchs entfällt auf die chemische Industrie. Sie leistet heute schon einen starken Beitrag zur Systemstabilisierung sowohl durch die Bereitstellung kontinuierlicher Lasten als auch durch das Heben von Flexibilitätspotenzialen, die sich als wirtschaftlich darstellen. Zum Beispiel nehmen viele KWK-Anlagen und chemische Produktionsanlagen schon seit vielen Jahren am Regelenergiemarkt teil. Der stromintensivste chemische Prozess ist die Chlorelektrolyse. Die installierte elektrische Leistung von Chlorelektrolyse-Produktionsanlagen in Deutschland beträgt etwa 1.300 MW.¹⁴ Dies entspricht etwa 1,8 % der Systemspitzenlast in Deutschland.



Grundtyp 1: Typisierter Prozess zur Herstellung von PVC – Chlor-Speicherung als DCE unbedenklich

Quelle: BET & Trianel (2015), S. 115

Chlorelektrolyse ist Basis für nachfolgende Produktionsprozesse

Bei der Membran-Chlorelektrolyse werden aus einer Salzlösung unter Zuführung von Energie in Form elektrischen Stroms die drei Grundchemikalien Chlor, Natronlauge und Wasserstoff erzeugt. Während Natronlauge teilweise auch an Dritte außerhalb des Standorts verkauft wird, werden produzierter Wasserstoff und Chlor fast immer direkt am Standort genutzt, entweder vom produzierenden Unternehmen selbst oder von Drittunternehmen an Verbundstandorten.

Dabei können zwei Grundtypen der Weiterverarbeitung des Chlors unterschieden werden:

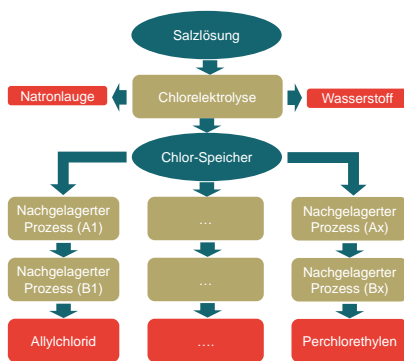
- **Grundtyp 1:** Weiterverarbeitung des Chlors in einem integrierten Produktionsprozess mit speicherfähigen Zwischenprodukten z. B. die Produktion von Polyvinylchlorid (PVC) – Hierbei kann das Chlor in Form des unter Normalbedingungen flüssigen Zwischenprodukts 1,2-Dichlorethan (DCE) gespeichert werden. Die Speicherung von DCE ist sicherheitstechnisch unbedenklich, entsprechend ist DCE auch international handelbar.
- **Grundtyp 2:** Weiterverarbeitung des Chlors in kontinuierlich betriebenen nachgeschalteten Produktionsanlagen ohne speicherbare Zwischenprodukte und ohne die Möglichkeit der flexiblen Fahrweise. Die Speicherung größerer Mengen an Chlor

¹⁴ Vgl. Schätzungen von BET & Trianel (1.370 MW) bzw. Weltenergieat Deutschland (1.250 MW). Siehe BET & Trianel (2015), „Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien“, Studie im Auftrag des Umweltbundesamts, S. 124 bzw. Weltenergieat Deutschland (2015) „Potenzial für Demand Side Management der energieintensiven Industrie in Deutschland – Eine Kostenbetrachtung am Beispiel der Chlor-Alkali-Elektrolysen“.

ist aufgrund des Gefährdungspotenzials genehmigungsrechtlich nur sehr eingeschränkt möglich. Daher ist die flexible Fahrweise der in die inflexible kontinuierliche Produktion eingebundenen Chlorerzeugung nur in sehr engen Grenzen möglich.

Geringes Flexibilitätspotenzial aufgrund begrenzter Chlor-Speicherbarkeit

Der Prozess der Chlorelektrolyse ist im Grundsatz teillastfähig, das heißt, es wäre in der Regel temporär auch eine Produktion bei minimal 60 %-iger Auslastung möglich. Eine noch geringere Auslastung geht in der Regel mit Qualitätseinbußen bei den Produkten einher. Um Schäden an den Membranen zu vermeiden, muss die Regelung zudem langsam und kontrolliert erfolgen.



Grundtyp 2: Verwendung des Chlors in separaten Prozessketten – Chlor-Speicherung sicherheitsbedingt beschränkt

Quelle: BET & Trianel (2015), S. 115

Inwieweit das aus der Teillastfähigkeit resultierende Flexibilitätspotenzial wirtschaftlich erschlossen werden kann, hängt von den konkreten politischen und kommerziellen Rahmenbedingungen ab – wie zum Beispiel von den in dieser Studie thematisierten Abgaben, Entgelten, Steuern und Umlagen.

Im Grundsatz ist jedoch auch zukünftig eine vergleichsweise geringe Nutzung des technischen Potenzials zu erwarten:

- **Begrenzte Speicherbarkeit von Chlor** – Einerseits ist die Zwischenspeicherung von Chlor im Fall des zuvor erläuterten zweiten Grundtyps wegen Sicherheitsbedenken auf die kurzfristige Überbrückung von Produktionsausfällen der Chlorelektrolyse beschränkt. Eine Erweiterung der Speicherkapazität für Zwecke der Lastflexibilität wäre daher nicht nur kostspielig, sondern auch genehmigungsrechtlich herausfordernd.

Ohne Möglichkeit der Zwischenspeicherung von Chlor sind die variablen Kosten der Lastreduktion jedoch sehr hoch, da der temporäre Produktionsausfall des Chlors nicht aufgeholt werden kann und entsprechend die Marge der chlorbasierten Endprodukte (sowie der von Natronlauge und Wasserstoff) entgeht.

- **Trägere Weiterverarbeitungsschritte** – Häufig sind Weiterverarbeitungsschritte technisch deutlich inflexibler als die Chlorelektrolyse, sodass ein gemeinsames Reagieren auf die Strommarkterfordernisse nicht realisierbar ist.
- **Beschränkte Aufholungsmöglichkeit durch hohe Auslastung** – Selbst dort, wo eine Zwischenspeicherung des Chlors (z. B. in Form von DCE) möglich ist, bestehen nur beschränkte Möglichkeiten zur Aufholung der Produktion. Denn: Der optimale Betriebspunkt von Chlorelektrolysen liegt bei etwa 90 % der Maximalkapazität. Für eine Stunde, in der die Produktion strommarktbedingt auf eine Teillast von 50 % reduziert wurde, müsste die Produktion im Anschluss entsprechend für fünf Stunden auf voller Kapazität laufen, um den Chlorspeicher wieder aufzufüllen. Zudem sind hiermit Wirkungsgradverluste und ein erhöhter Materialverschleiß

verbunden.

Eine Ausweitung der Produktionskapazität ist im Grundsatz möglich, jedoch kostspielig. Der Weltenergierat Deutschland schätzt die Abschreibungen für 1 MW Lastverschiebungspotenzial durch den Bau einer neuen Chlorelektrolyse-Anlage auf etwa die gleiche Höhe wie die eines Gaskraftwerks.¹⁵

Das Fallbeispiel der Chlorelektrolyse in der chemischen Industrie zeigt somit, dass selbst bei grundsätzlich technisch möglicher Flexibilität übergeordnete Regulierungsvorgaben die Verfügbarkeit langfristig massiv begrenzen können. Dies gilt sowohl bezüglich einer temporären Erhöhung des Verbrauchs zur Aufnahme von Überschussstrom als auch bezüglich einer temporären Reduktion der Last.

¹⁵ Vgl. Weltenergierat Deutschland, S. 8,

6. HANDLUNGSBEDARF: WIRTSCHAFT BRAUCHT LANGFRISTIG VERLÄSSLICHE POLITISCHE ENTSCHEIDUNGEN

Die vorangehenden Analysen zeigen Chancen, welche die Energiewende für den Wirtschaftsstandort Deutschland bieten kann, wenn es gelingt, die Umsetzung an die Belange und Anforderungen von Industrie und Gewerbe anzupassen.

Die aktuelle Umsetzung und insbesondere die politisch bestimmte Preisstruktur stehen jedoch im Widerspruch zu einer solchen Umsetzung, wodurch sich ein Teil der eingangs erwähnten Skepsis bei den Unternehmen gegenüber der Energiewende erklären lässt.

Wenn es gelingen soll, die Chancen der Energiewende für den Standort zu nutzen, müssen Industrie und Gewerbe „mitgenommen“ werden, damit diese während der Transformationsphase in Deutschland erhalten bleiben und auch kurz- und mittelfristig schon von Vorteilen profitieren können.

Deshalb ist es dringend erforderlich, dass die Bundesregierung bei der Formulierung und Umsetzung ihrer energiepolitischen Ziele auch die Belange der Wirtschaft mit berücksichtigt und bereits heute entsprechende, langfristig verlässliche Weichenstellungen vornimmt.



Energiepolitik muss auch
Industriepolitik werden.

Die Nutzung des Überschussstroms auch für Wertschöpfung durch Industrie und Gewerbe muss explizites politisches Ziel werden

Aktuell ist die Umsetzung der Energiewende hingegen von einem hohen Anteil von regulatorischen Maßnahmen in allen Bereichen des Energiesektors gekennzeichnet, wodurch die Vorteile eines liberalisierten Energiemarktes häufig konterkariert werden.

Absolute Stromvermeidungsziele nicht zielführend

Eine pauschale Vermeidung von Stromverbrauch ist angesichts der Energiewende nicht zielführend, aufgrund des hohen Fixkostenanteils und der Emissionsfreiheit der Erneuerbaren

Stromerzeugung ist vielmehr eine maximale Nutzung der vorhandenen Kapazitäten effizient.

Daher ist die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ausgerufene Pauschalformel „efficiency first“ kritisch zu sehen.¹⁶ Denn demnach wäre jede vermiedene Kilowattstunde Strom positiv zu beurteilen, da sie nicht produziert und nicht transportiert werden müsse. Entsprechend sieht das Energiekonzept der Bundesregierung auch das Ziel einer Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 25 % bis 2050 gegenüber 2008 vor.

Diese Denkweise und Zielsetzung basiert jedoch auf der Fehlannahme, dass auch zukünftig jede produzierte und transportierte Kilowattstunde Strom mit Kosten bzw. anderen Nachteilen wie beispielsweise Treibhausgasemissionen verbunden ist. Wie erläutert, ist dies jedoch gerade nicht der Fall. Zukünftig wird in einem zunehmenden Anteil der Stunden Strom aus Wind und Sonne zur Verfügung stehen, dessen Produktion keine CO₂-Emissionen und nur vernachlässigbare variable Kosten verursacht. Entsprechend ist zukünftig der Verbrauch von Strom nur in den Situationen zu vermeiden, in denen das Dargebot aus Wind und Sonne nicht zur Deckung des Bedarfs ausreicht oder die Stromnetze überlastet sind.

Daher ist das von der Bundesregierung formulierte Ziel einer Senkung des absoluten Stromverbrauchs bis 2050 sowie entsprechende Instrumente zu dessen Erreichung – wie zum Beispiel eine pauschale Besteuerung von Stromverbrauch – nicht sinnvoll und sollte aufgehoben bzw. angepasst werden.

Dies gilt auch vor dem Hintergrund der von der Politik intendierten Sektorkopplung: Zukünftig stellt die Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien bei vielen Anwendungen in verschiedenen Sektoren wie Wärme, Verkehr oder Industrie die einzige bzw. günstigste Möglichkeit zur Dekarbonisierung dar.

Energieeffizienzziele sinnvoll, jedoch Rückwirkungen von Flexibilisierung auf Energieeffizienz zu berücksichtigen

Anders verhält sich dies mit dem Ziel, die Energieeffizienz zu steigern, also das Verhältnis von eingesetzter Primärenergie (Input) zu verwendbarer Nutzenergie (Output). Eine Steigerung der Energieeffizienz ist ökologisch sinnvoll und kann zudem zu gesamtwirtschaftlichen Kostensenkungen führen.¹⁷ Dies kann sowohl durch effizientere Umwandlung von Primärenergie (z. B. Rohöl, Kohle oder Erdgas) zu Endenergie (z. B. Benzin, Strom



Bundesregierung-Ziel einer Reduktion des Stromverbrauchs um 25 % bis 2050 ist nicht Energiewende-kompatibel.

¹⁶ Vgl. BMWi (2016b), Grünbuch Energieeffizienz, August 2016 und BMWi (2016c), Impulspapier Strom 2030, Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre, September 2016.

¹⁷ Siehe zum Beispiel Prognos AG & IAEW (2014), „Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor“, Studie im Auftrag der Agora Energiewende.

oder Gas) erfolgen als auch durch eine effizientere Überführung von Endenergie zu Nutzenergie (z. B. Wärme oder Licht).



Lastflexibilisierung darf nicht durch starre Energieeffizienz-Vorgaben unterminiert werden.

Wichtig ist dabei, die Rückwirkungen von Maßnahmen zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs auf die Energieeffizienz zu berücksichtigen. Viele Flexibilisierungsmaßnahmen gehen mit einer Verringerung der Energieeffizienz einher, z. B. wenn Produktionsanlagen zwecks Lastanpassung unterhalb oder oberhalb ihres optimalen Betriebspunktes laufen. Dies kann dennoch volkswirtschaftlich sinnvoll sein, wenn die Kostenersparnisse der Lastflexibilisierung die Kosten der gesunkenen Energieeffizienz übersteigen. Daher ist es essenziell, dass diese Abwägung nicht durch starre Energieeffizienz-Vorgaben, z. B. im Zusammenhang mit der Besonderen Ausgleichsregel, unterminiert wird. Sinnvoller wäre es – statt starrer Grenzen – gleitende Einstiege zu wählen.

Kern hierfür ist eine kostenreflektierende Bepreisung

Eine zentrale Voraussetzung für eine effiziente Energiewende sind kostenreflektierende Preise, die verursachungsgerecht die Kosten widerspiegeln, die durch eine Nutzung des Stromsystems effektiv ausgelöst werden. Nur dann haben die Verbraucher den Anreiz, ihr Nachfrageverhalten jeweils an den aktuellen Systemzustand anzupassen, um damit Kapazitätsengpässe zu vermeiden und Überschussstrom sinnvoll für Wertschöpfung zu nutzen – und damit das Gesamtsystem insgesamt besser zu stellen. Hier gilt es, das System der staatlich induzierten Preisbestandteile umfassend auf den Prüfstand zu stellen und entsprechend umzugestalten.

Dies gilt nicht zuletzt vor dem Hintergrund, dass Strom voraussichtlich zukünftig die Leitenergie zur Dekarbonisierung vieler Anwendungen in anderen Sektoren wird, auch vor dem Hintergrund der zunehmenden Digitalisierung („Industrie 4.0“). Daher ist es zentral, dass die zukünftige Ausgestaltung der staatlich induzierten Preisbestandteile einer Elektrifizierung anderer Sektoren wie die des Wärme- oder Verkehrssektors nicht entgegensteht.

Im Folgenden werden Leitlinien und Denkanstöße für die Umgestaltung der staatlich induzierten Preisbestandteile aufgezeigt.

Kosten Erneuerbarer Energien – variabler Arbeitspreis, Leistungspreis oder Steuerfinanzierung

Es ist davon auszugehen, dass sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in langer Frist wirtschaftlich im Markt refinanzieren kann – nicht zuletzt wenn es durch internationale

Vereinbarungen, etwa in Folge des Paris-Abkommens, zu einer deutlichen Verteuerung von CO₂-Emissionen kommt, was die fossile Stromerzeugung zunehmend unattraktiv macht. In dem Fall würden – anders als heute, wo der Großteil der Kosten von erneuerbarem Strom über die EEG-Umlage refinanziert wird – die Kosten für Kapazitätsvorhaltung und Stromerzeugung auch für Erneuerbare Energien im Großhandelsmarkt eingepreist. Entsprechend wären Stromlieferanten und ihre Kunden frei, auch solche Tarifstrukturen zu wählen, welche dem Verbraucher kostenreflektierende Preissignale senden, indem sie z. B. die meteorologischen Aspekte bei der Preisgestaltung berücksichtigen.¹⁸



Abkehr von heutiger
EEG-Umlage
erforderlich.

Solange EE-Strom noch nicht wirtschaftlich ist, bedarf es weiterhin einer Förderung, um die Ausbauziele zu erreichen. Zur Refinanzierung der notwendigen Förderkosten bedarf es einer Abkehr von der zeitkonstanten, arbeitsbasierten EEG-Umlage. Stattdessen sollte geprüft werden

- wie die Höhe des Beitrags der einzelnen Stromverbraucher entsprechend der Kostenstruktur von Erneuerbaren Energien an die Leistung gekoppelt werden sollte bzw. ob übergangsweise eine zeitliche Dynamisierung der EEG-Umlage ein erster Schritt in diese Richtung darstellen kann. Eine zeitliche Dynamisierung der EEG-Umlage könnte in einer „Light-Version“ beispielsweise derart ausgestaltet sein, dass die Umlage in Überschusstunden Null beträgt, während sie in allen anderen Stunden gegenüber heute nur geringfügig höher ausfällt.¹⁹
- inwieweit die EE-Ausbauziele als gesamtgesellschaftliche Aufgabe nicht alternative Finanzierungsformen wie Steuer- oder Fonds-Lösungen rechtfertigen.

Netzentgelte – Zunehmende Leistungspreis-Bestandteile auf Basis des tatsächlichen Beitrags zur Netzbelastung

Die Kosten des Stromnetzes werden über Netzentgelte an die Stromverbraucher alloziert. Zukünftig sollte erwogen werden:

- **Zunehmende Leistungspreis-Bestandteile** – Bisher bezahlt ein Großteil der Verbraucher – nämlich alle mit einem jährlichen Verbrauch < 100.000 kWh, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind – ausschließlich

¹⁸ Umgekehrt bestünde für Verbraucher – analog zu heute – auch zukünftig die Möglichkeit, sich gegen schwankende Preise abzusichern. Dazu können Verbraucher Festpreisverträge abschließen, bei welchen sie einen konstanten Preis pro verbrauchter Kilowattstunde Strom bezahlen, d.h. unabhängig von aktuellem Angebot & Nachfrage. Hierfür stellt der Lieferant einen Preisaufschlag mit dem Charakter einer Versicherungsprämie in Rechnung, welcher mit zunehmenden Schwankungen des Großhandelspreises höher ausfällt.

¹⁹ Vgl. Frontier Economics & BET (2016), Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage, Studie im Auftrag des BMWi.

arbeitspreis-basierte Netzentgelte.²⁰ Leistungspreis-Komponenten spielen erst für größere Verbraucher bzw. Verbraucher mit Anschluss an höhere Spannungsebenen überhaupt eine Rolle, und auch dann erst in signifikantem Maße bei sehr hohen Betriebsstunden.

Das bedeutet, dass ein Großteil der Verbraucher für jede dem Netz entnommene Kilowattstunde Strom das gleiche Netzentgelt bezahlt, unabhängig davon, ob diese Netzentnahme das Netz belastet oder ggf. sogar entlastet. Mit zunehmender technologischer Entwicklung (u. a. Smart Meter Rollout für Verbraucher über 6.000 kWh pro Jahr) und zunehmend flexiblen Anwendungen sollten zukünftig auch Netzkunden mit kleineren Verbräuchen kostenreflektierende Netzentgelte tragen. Nur so können auch diese einen Beitrag dazu leisten, durch Verringerung des Stromverbrauchs bei hoher Netzbelastung die Netzkosten im System zu senken bzw. durch Erhöhung des Stromverbrauchs bei unbelastetem Netz Nutzen bzw. Wertschöpfung zu erhöhen.



Triade-System in UK
könnte als Vorbild für
kostenreflektierende
Netzentgelte dienen.

- **Adäquatere Abschätzung des individuellen Beitrags zur Netzbelastung** – Größere Verbraucher tragen heute schon einen Teil der Netzentgelte als Leistungspreis. In welchem Maße Leistungspreise zu tragen sind, wird dabei jedoch über einen vergleichsweise groben Mechanismus ermittelt: Je gleichmäßiger über das Jahr verteilt ein Verbraucher Strom verbraucht, desto größer wird pauschal die Wahrscheinlichkeit angenommen, dass er auch dann Strom verbraucht, wenn das Netz belastet ist. Ein großer Verbraucher mit geringen Vollbenutzungsstunden trägt daher nur einen geringen Leistungspreis, selbst dann, wenn er überproportional viel Strom verbraucht, wenn das Netz an seiner Grenze fährt.

Zukünftig sollten Berechnungsmechanismen entwickelt werden, die den jeweiligen Beitrag eines Stromverbrauchers zur Netzbelastung adäquater reflektieren.²¹ Das Beispiel der Triade aus UK, bei der das Netzentgelt jeweils dynamisch auf Basis des individuellen Beitrags zur tatsächlichen Systemspitze ermittelt wird, könnte ein erster Anhaltspunkt sein (siehe

²⁰ Vgl. § 17 Abs. 6 StromNEV. Zusätzlich kann ein monatlicher Grundpreis in € pro Monat erhoben werden, das heißt unabhängig von der benötigten Leistung des Verbrauchers.

²¹ § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV verpflichtet Netzbetreiber zudem dazu, einem Letztverbraucher ein reduziertes individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn dessen Höchstlastbeitrag im Sinne einer „atypischen Netznutzung“ vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast im Netz abweicht. Hierzu muss der Verbraucher nachweisen, dass seine Höchstlastzeitpunkte außerhalb der vom Netzbetreiber ermittelten „Höchstlastzeitfenster“ (Zeitraum der maximalen Netzlast) liegen. Die Höchstlastzeitfenster werden derzeit für ein Jahr im Voraus ermittelt. Im Zuge einer zunehmend durch dargebotsabhängige Stromeinspeisung aus Wind und Sonne geprägten Energiewelt sollte die Regelung weiterentwickelt werden. Grundsätzlich verfolgt das Instrument jedoch genau den im Rahmen dieser Studie intendierten Zweck einer kostenreflektierenden Preisbildung.

Kapitel 4).²² Das UK-Beispiel zeigt auch, dass sich in einem solchen Fall ein Dienstleister-Wettbewerb entwickeln kann, sodass Stromverbraucher ohne übermäßigen eigenen Aufwand zur Netzentlastung beitragen und zudem davon finanziell profitieren können.

- **Keine Bestrafung von Lastflexibilität** – Durch § 19 Abs. 2 Satz 2 erhalten Großverbraucher die Möglichkeit reduzierter Netzentgelte, wenn sie über das Jahr sehr gleichmäßig verteilt Strom beziehen („7.000-Stunden-Regel“). Für diese Verbraucher kann eine Reduktion des Verbrauchs in Hochpreiszeiten zu einem Verlust der reduzierten Netzentgelte führen. Flexibles Verbrauchsverhalten in Reaktion auf die Marktgegebenheiten wird entsprechend bestraft. Es ist zu prüfen, wie diese Regelungen Schritt für Schritt angepasst werden können, sodass Flexibilität nicht mehr bestraft wird.²³
- **Netzentgelte für Stromspeicher prüfen** – Stromspeicher werden zukünftig eine wichtige Rolle zum Ausgleich von dargebotsabhängiger Stromeinspeisung und Stromverbrauch erhalten. Entsprechend sollte geprüft werden, inwieweit bzw. unter welchen Umständen Speicher, zukünftig von Netzentgelten (und ggf. weiteren Umlagen und Abgaben) befreit werden sollten, insbesondere wenn sie aufgrund ihres Standorts und ihrer Nutzung keinen Netzausbau induzieren oder sogar netzentlastend wirken.

Stromsteuer überdenken, da die intendierte Lenkungswirkung nicht mehr zielführend ist

Die Stromsteuer ist zu überdenken. Diese war ursprünglich zur Reduktion der klimaschädlichen CO₂-Emissionen eingeführt worden.

Im Zuge der Entwicklungen der Energiewende werden durch eine pauschale Senkung des Stromverbrauchs jedoch nicht zwingend CO₂-Emissionen eingespart: Eine zeitkonstante Steuer verteuert auch dann den Verbrauch von Strom, wenn dessen Produktion aufgrund ausreichenden Dargebots Erneuerbarer Energien ohne CO₂-Emissionen und zusätzliche variable Kosten einhergeht. Die ursprüngliche Lenkungswirkung ist also nicht mehr gegeben.

Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der Sektorkopplung problematisch: Die Umstellung auf Strom aus Erneuerbaren Energien wird auch in absehbarer Zukunft häufig die sinnvollste



Die Stromsteuer verteuert auch emissionsfreien Strom aus Erneuerbaren Energien und gehört auf den Prüfstand.

²² Ein umfassender Ausgestaltungsvorschlag zur Netzentgeltsystematik ist nicht Gegenstand dieser Studie. Beispielsweise wird die Möglichkeit regional differenzierter Netzentgelte oder die Diskussion um Sonderregelungen zur Bestimmung der Netzentgelthöhe im Falle von höherem Leistungsbezug im Fall von Revisionen oder Ausfällen von Industriekraftwerken nicht thematisiert.

²³ Das Weißbuch des BMWi (2015) führt eine solche Anpassung bereits als Maßnahme 8, die Umsetzung steht jedoch aus.

Form der Dekarbonisierung vieler Anwendungen auch in anderen Sektoren wie im Wärme- und Verkehrssektor darstellen.

Eine pauschale Besteuerung des Stromverbrauchs unterminiert daher sowohl Wertschöpfungsmöglichkeiten beispielsweise in der Industrie als auch sinnvolle Dekarbonisierungsoptionen in anderen Sektoren.

Prüfen, inwieweit weitere staatlich induzierte Preisbestandteile kostenreflektierend gestaltet werden sollten

Auch für die weiteren Preisbestandteile (KWK-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage, Konzessionsabgabe, § 19-Umlage und AbLaV-Umlage) ist zu eruieren, ob eine Kostentragung über zeitkonstante Arbeitspreise adäquat ist. Um das Strompreissignal zu stärken, sollten die KWK- und Offshore-Haftungsumlage in ihrer jetzigen Form so rasch wie möglich auslaufen. KWK sollte sich perspektivisch ohne Förderung im Markt behaupten können, ein zwischenzeitlicher Förderbedarf sollte ohne direkten Einfluss auf den Strompreis ausgestaltet werden (z. B. durch teilweise Verortung auf der Wärmeseite). Ab 2025 wird beim Offshore-Ausbau das sog. zentrale Modell angewandt. Dadurch können Netzausbau und Aufbau der Windparks synchronisiert werden, sodass eine Umlage der Haftungsrisiken nicht mehr notwendig ist. Die § 19-Umlage könnte ggfs. bei einer Umgestaltung der Netzentgeltsystematik obsolet werden, weil netzdienliches Verhalten durch reduzierte Netzentgelte anerkannt wird. Die abschaltbaren Lasten könnten wiederum in den Regelenergiemarkt integriert werden, sodass eine eigenständige Umlage dafür entfallen würde.

Die mit Abstand größten staatlich induzierten Preis-Posten im heutigen Strompreis sind jedoch die EEG-Umlage, die Netzentgelte und die Stromsteuer (siehe **Kapitel 4**). Entsprechend sollten sich die weiteren Diskussionen zunächst auf diese Posten fokussieren.

Grenzen der Anpassungsfähigkeit müssen berücksichtigt werden

Einige Unternehmen des produzierenden Gewerbes sind zum Beispiel aufgrund produktionstechnischer oder sicherheitsbedingter Restriktionen nur begrenzt in der Lage, ihren Stromverbrauch zeitlich zu flexibilisieren. Dies gilt es bei der Umgestaltung des Systems der Kostentragung zu berücksichtigen:

- Einerseits sollten Übergangsregelungen und ausreichende Vorlaufzeiten mit verlässlichen langfristigen Rahmenbedingungen gewährleistet sein, um Unternehmen die Möglichkeit zu geben, Einsparmöglichkeiten durch

Produktionsprozessumstellungen oder flexibilitätserhöhende Investitionen (z. B. Zwischenspeicher) im Rahmen ihrer regelmäßigen Investitionsentscheidungen zu berücksichtigen.

- Andererseits sind Ausnahmeregelungen insbesondere dort vorzusehen, wo Unternehmen durch Reformen aufgrund von Grenzen der Anpassungsfähigkeit schlechter gestellt und im internationalen Wettbewerb benachteiligt würden, wenn dort analoge Belastungen nicht zu tragen sind.

LITERATURVERZEICHNIS

- BDEW (2016)**, BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016 – Haushalt und Industrie.
- BET & Trianel (2015)**, Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien.
- BMWi (2015)**, Weißbuch Ein Strommarkt für die Energiewende, Juli 2015.
- BMWi (2016a)**, Energiedaten: Gesamtausgabe, letzte Aktualisierung 31.10.2016, <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe.did=476134.html>.
- BMWi (2016b)**, Grünbuch Energieeffizienz, August 2016.
- BMWi (2016c)**, Impulspapier Strom 20130, Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre, September 2016.
- E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014)**, Moderne Verteilernetze für Deutschland, Studie im Auftrag des BMWi.
- EWI, GWS, Prognos (2014)**, Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose, Studie im Auftrag des BMWi.
- Frontier Economics & Consentec (2014)**, Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment), Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Frontier Economics & FORMAET (2014)**, Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?, Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Frontier Economics & BET (2016)**, Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage, Studie im Auftrag des BMWi.
- IHK NRW (2016)**, Energiewende-Barometer NRW | 2016.
- National Grid (2015)**, Triads: Why three is the magic number, https://www.emrdeliverybody.com/Lists/Latest%20News/Attachments/47/Electricity%20Capacity%20Report%202016_Final_080716.pdf.
- National Grid (2016a)**, Triad Data, <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/System-charges/Electricity-transmission/Transmission-Network-Use-of-System-Charges/Transmission-Charges-Triad-Data/>.
- National Grid (2016b)**, EMR Electricity Capacity Report, 31st May 2016 (submitted to DECC).
- Öko-Institut (2014)**, Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0: Konzept einer strukturellen EEG - Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign, Studie im Auftrag der Agora Energiewende.
- Prognos AG & IAEW (2014)**, Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor, Studie im Auftrag der Agora Energiewende.
- Statistisches Bundesamt**, Statistisches Jahrbuch 2015.

Übertragungsnetzbetreiber (2016), Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, Zweiter Entwurf vom 29. Februar 2016.

Übertragungsnetzbetreiber (2015), Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015, Zweiter Entwurf vom 29. Februar 2016.

Weltenergieat Deutschland (2015), Potenzial für Demand Side Management der energieintensiven Industrie in Deutschland – Eine Kostenbetrachtung am Beispiel der Chlor-Alkali-Elektrolysen.

