Chancen für die deutsche Energiewende

Was kann Deutschland aus ausgewählten internationalen Fallbeispielen lernen?

Eine von McKinsey erarbeitete Studie
in Zusammenarbeit mit Siemens

Mai 2013

Inhalt

Vorwort
Seite 2

Zusammenfassung
Seite 4

1. Ausgangslage: Die Energiewende in Deutschland
Seite 9

2. Methodischer Ansatz
Seite 17

Auswahl der Fallbeispiele
Seite 18

Übertragung der Fallbeispiele auf Deutschland
Seite 21

3. Ergebnisse und Fallbeispiele im Einzelnen
Seite 23

Ergebnisse
Seite 24

20 Fallbeispiele im Einzelnen
Seite 28

Stromerzeugung
ab Seite 29

a. Abwärmeverstromung in der Zement- und Glasindustrie
Seite 29

b. Auktionierungsmechanismen für Windparkprojekte
Seite 31

c. Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke
Seite 34

d. Dezentrale Stromerzeugung
Seite 40

Verteilung oder Balancierung von Angebot und Nachfrage
ab Seite 42

e. Markt für temporäre Nachfragereduzierung
Seite 42

f. Transformatoren mit amorphem Kern
Seite 45

g. Ausbau der Netzinfrastruktur
Seite 47

h. Stromspeicher
Seite 50

i. Smart Meter
Seite 53

Steigerung der Energieeffizienz
ab Seite 55

j. Antriebe in der Industrie
Seite 55

k. Walzwerke
Seite 57

l. Energetische Gebäudesanierungen
Seite 59

m. Wärmepumpen
Seite 62

n. Haushaltsgeräte
Seite 64

o. Integriertes Straßenverkehrsmanagement
Seite 66

p. Fahrerassistenzsysteme in U-Bahnen
Seite 68

q. LED-Straßenbeleuchtung
Seite 70

r. Öffentlicher Personennahverkehr
Seite 72

s. Elektrobusse im öffentlichen Nahverkehr
Seite 74

t. Alternative Fortbewegungsmittel
Seite 76

4. Implementierungshürden überwinden
Seite 79

Glossar
Seite 86

Anhang
Seite 88

Impressum
Seite 90

Vorwort

Die Energiewende ist ein deutsches Jahrhundertprojekt. Nicht nur die Chancen sind groß, auch die Herausforderungen. Deutschland will hoch gesteckte klimapolitische Ziele erreichen – ohne Kernkraft, mit möglichst viel erneuerbaren Energien und einer möglichst effizienten Energienutzung.

Allerdings geben die bisherigen Fortschritte in vielen Themen der Energiewende keinen Anlass zur Euphorie. Bei einigen Zielen geht es gut voran, andere werden voraussichtlich verfehlt werden. Beispielsweise droht Deutschland eine deutliche Verschlechterung der Versorgungssicherheit: Der Ausbau der Stromnetze liegt hinter den Planungen zurück und bis 2022 gehen Kraftwerke mit bis zu circa 30 GW Leistung vom Netz, die nur zum Teil durch hocheffiziente und flexible konventionelle Kraftwerke ersetzt werden sollen. Offen bleibt die Frage, wie die hohen deutschen Standards in Versorgungssicherheit und Netzstabilität auch in Zukunft zu halten sind. Auch die Bezahlbarkeit der zukünftigen Energieversorgung wirft Fragen auf: Seit 2000 haben sich zum Beispiel die Strompreise für private Haushalte in Deutschland fast verdoppelt. Heute müssen Haushalte, Industrie und Gewerbe Energiekosten bezahlen, die weit über dem EU-Durchschnitt liegen – und die internationale Wettbewerbsfähigkeit wichtiger Industriezweige gefährden.

Die vorliegende Studie möchte Impulse für das Gelingen der Energiewende setzen – nicht nur zum Schutz der Umwelt, sondern auch im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit. Das motivierende Studienfazit: Deutschland kann viel von bewährten Maßnahmen aus anderen Ländern lernen. Eine Umsetzung nur einiger der 20 untersuchten Fallbeispiele würde Deutschland den Zielen der Energiewende ein gutes

Stück näher bringen. Für jedes Beispiel wurde berechnet, wie sich seine Umsetzung hierzulande bis zum Jahr 2020 auswirken würde. Durch Umsetzung der Fallbeispiele könnten die CO_2-Emissionen in Deutschland erheblich verringert werden. Viele der Ansätze sind außerdem volkswirtschaftlich sehr attraktiv – sie könnten dazu beitragen, die Kosten der Energiewende zu verringern, zum Beispiel mit einem Markt für temporäre Nachfragereduzierung oder der Auktionierung von Windparks. Andere Beispiele geben Anregungen, wie man die Ausfallsicherheit der Stromversorgung in Deutschland verbessern kann.

Die Ergebnisse der Studie stimmen optimistisch. Doch auch verschiedene Umsetzungshürden, die einer Übertragung der Fallbeispiele im Weg stehen, sollten im Blick behalten werden.

Die Studie verzichtet bewusst auf eine Bewertung politischer Umsetzungsmaßnahmen und Steuerungsinstrumente. Vielmehr möchte sie faktenorientiert konstruktive Anregungen für Entscheider in Wirtschaft, Verbänden und Politik liefern, wie die Energiewende erfolgreich bewältigt werden kann.

Düsseldorf und München, im Mai 2013

Zusammenfassung

Deutschland hat sich ambitionierte Ziele für die Energiewende gesetzt. So sollen bis 2020 die Treibhausgasemissionen gegenüber dem Referenzjahr 1990 um 40 % sinken. Im gleichen Zeitraum soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 35 % gesteigert werden (von 20 % im Jahr 2011). Weiterhin sollen »ein hohes Maß an Versorgungssicherheit [...] sowie eine wirtschaftlich tragfähige Energieversorgung« sicherstellen, »dass Deutschland auch langfristig ein wettbewerbsfähiger Industriestandort bleibt«[1].

Deutschland kommt bei der Energiewende voran, wird jedoch nicht alle Ziele im anvisierten Zeitraum erreichen. Der **Ausbau erneuerbarer Energien** schreitet fort und das Ziel eines Anteils erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung von mindestens 35 % im Jahr 2020 wird voraussichtlich erreicht. Demgegenüber wird das Ziel, die **CO_2-Emissionen** bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu reduzieren, voraussichtlich verfehlt: Bei Fortschreibung aktueller Entwicklungen erscheint eine Reduzierung von 30 bis 33 % realistisch. Als Maß für die **Wirtschaftlichkeit** sind die deutschen Strompreise im internationalen Vergleich hoch. Private Verbraucher zahlen aktuell rund 40 bis 50 % mehr als im Durchschnitt der EU, für Industriekunden ist der Strom etwa doppelt so teuer wie in den USA[2]. Zukünftig ist zu erwarten, dass die Strompreise durch den Ausbau erneuerbarer Energien weiter steigen[3]. Hinsichtlich der **Versorgungssicherheit** und des **Ausbaus der Transportnetze** erscheint das Erreichen der Ziele der Energiewende nicht realistisch. Laut Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) werden 24 priorisierte Projekte bis 2018 und 1.800 km Übertragungsleitungen benötigt, um den steigenden Anteil erneuerbarer Energien zu integrieren. Von 2010 bis Anfang 2013 wurden davon nur 268 km gebaut[4]. Neben den Transportnetzen sind auch die Verteilnetze deutlich auszubauen. So geht die Deutsche Energie-Agentur (dena) von einem zusätzlichen Investitionsbedarf von mehr als 18 Mrd. EUR bis 2020 aus[5].

Um die Energiewende weiter voranzutreiben und erfolgreich zu gestalten, muss Deutschland die vorhandenen Lösungsoptionen differenziert betrachten, denn jede Maßnahme hat Vor- und Nachteile sowie vielfältige Wechselwirkungen. So senkt zum Beispiel der Ausbau jedes Kilowatts Solarstrom die CO_2-Emissionen, erhöht aber auch die Kosten der Energiewende. Gleichzeitig gerät die Versorgungssicherheit im aktuellen System unter Druck: Durch das Einspeisen von Solarstrom in das Netz werden regelbare Kraftwerke weniger ausgelastet, damit vermehrt unwirtschaftlich und teilweise abgeschaltet.

Da die meisten Ansätze zum Vorantreiben der Energiewende von solchen Wechselwirkungen geprägt sind, gibt es kein Patentrezept. Vielmehr müssen alle Maßnahmen im Gesamtzusammenhang entlang des energiewirtschaftlichen Dreiecks (Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit) bewertet werden.

Im internationalen Vergleich gibt es kaum ein zweites Land, das sich derart ambitionierte Ziele zur Umstellung seines Energiesystems gesteckt hat wie Deutschland. Daher existiert auch kein bereits entwickeltes Gesamtkonzept, das als Blaupause für die deutsche Energiewende dienen könnte. **Dennoch kann Deutschland in bestimmten Teilaspekten von anderen Ländern lernen, wie die Energiewende erfolgreicher gestaltet werden kann.** Hier setzt diese Studie an. Sie stellt erprobte Beispiele aus verschiedenen Ländern vor und zeigt, was davon in welchem Umfang auch in Deutschland erfolgreich umgesetzt werden könnte. **Die Studie ermittelt, wie sich das Umsetzen der Fallbeispiele auf das deutsche Energiesystem auswirken würde** – über die bis 2020 erwartete Entwicklung hinaus. Ferner wird geklärt, welchen Beitrag die Übertragung der Fallbeispiele auf das Gesamtsystem in den Dimensionen Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit hätte und mit welchen Wechselwirkungen zu rechnen wäre. Bei der Auswahl der 20 Fallbeispiele wurde sichergestellt, dass die wesentlichen Elemente der deutschen Energiewende entlang der Energiewertschöpfungskette abgedeckt werden:

- Stromerzeugung
- Verteilung oder Balancierung von Angebot und Nachfrage sowie
- Steigerung der Energieeffizienz

Im Segment **Stromerzeugung** werden zentrale und dezentrale, erneuerbare und fossil-thermische Stromerzeugungsformen betrachtet. Im Segment **Balancierung von Angebot und Nachfrage** beleuchten die Fallbeispiele angebots- und nachfrageseitige Lösungen sowie akzeptanz- und technologieorientierte Ansätze, um Angebot und Nachfrage in Balance zu bringen. Und im Segment **Steigerung der Energieeffizienz** werden Energieeffizienzmaßnahmen der großen Verbrauchsblöcke in Industrie, Haushalte/Gebäude und Verkehr betrachtet.

Stromerzeugung

- **Dezentral-thermische Erzeugung – bessere Nutzung von Ressourcen durch Abwärmeverstromung:** Abwärme lässt sich bei Temperaturen ab circa 300 Grad Celsius zur Stromerzeugung nutzen. Der produzierte Strom ist klimaneutral, weil eine anderenfalls ungenutzte Ressource verwendet wird. In Deutschland gibt es unter anderem in der Zement- und Glasindustrie weitere Potenziale, die andere Länder beziehungsweise Pilotanlagen in Deutschland bereits nutzen: So wurden in China in den vergangenen zehn Jahren knapp 30 Zementwerke mit entsprechenden Anlagen ausgestattet oder werden aktuell umgerüstet. Durch Nachrüsten der in Deutschland infrage kommenden Zement- und Glaswerke könnten hier im Jahr 2020 circa 2 TWh Strom erzeugt und so 1 Mt CO_2 eingespart werden. Die Investitionen würden sich bereits nach circa drei Jahren amortisieren. Das Potenzial ist realisierbar, wenn die Amortisationszeit von Unternehmen als attraktiv bewertet wird. In der Glasindustrie sorgt zudem der technologische Fortschritt für eine gesteigerte Attraktivität: Mittlerweile lassen sich bei der Abwärmenutzung Verwirbelungen verhindern, welche die Glasqualität beeinträchtigen würden.

- **Zentrale, erneuerbare Erzeugung – Auktionierung von Windparks:** Der rasche Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland wird die bundesweiten Kosten der Energiewende bis 2020 auf knapp 30 Mrd. EUR pro Jahr steigen lassen (von circa 13,5 Mrd. EUR im Jahr 2011)[6]. Ursache sind vor allem die Zusatzkosten für erneuerbare Energien. Eine Möglichkeit, den Kostenanstieg zu drosseln, wäre eine Anpassung der Förderung, zum Beispiel durch Auktionierung von Windparkprojekten – wie in Brasilien, Dänemark oder den Niederlanden praktiziert. So kann erreicht werden, dass Windparks an windreichen Standorten mit einer geringeren Vergütung auskommen. Würden in Deutschland die infrage kommenden Windparkprojekte[7] in Zukunft versteigert, könnten allein im Jahr 2020 rund 0,7 Mrd. EUR an Förderkosten eingespart werden. Voraussetzungen für erfolgreiche Auktionierungen sind ein hinreichendes Wettbewerbsniveau und eine Mindestgröße der Windparks, um den Mehraufwand dieses Verfahrens zu rechtfertigen. Beides ist in Deutschland prinzipiell realisierbar.

Verteilung oder Balancierung von Angebot und Nachfrage

- **Nachfrageseitige Ansätze zur Stabilisierung – Schaffung eines Markts für temporäre Nachfragereduzierung:** Belastungen infolge der zunehmend schwankenden Stromerzeugung durch Wind und Sonne lassen sich durch eine flexiblere Stromnachfrage ausgleichen. Im Nordosten der USA hat man dazu einen Markt für temporäre Nachfragereduzierung geschaffen. Zu Spitzenzeiten reduzieren Stromkunden ihren Verbrauch freiwillig und erhalten hierfür eine Vergütung. Bei diesem Fallbeispiel wurde die Spitzenlast in einem Markt, der größer als der deutsche ist, um circa 8 % reduziert[8]. Würde Deutschland in ähnlicher Weise allein seine industrielle Nachfrage flexibilisieren, könnten 2020 circa 0,5 Mrd. EUR eingespart werden. Das entspricht den jährlichen Betriebskosten von zwei großen Kohlekraftwerken.

- **Technologische Ansätze – vermehrte Installation von Transformatoren mit amorphem Kern:** Transformatoren mit einem Kern aus amorphem Metall reduzieren die Leerlaufverluste und senken somit Übertragungsverluste im Stromnetz. Obschon ausgereift, wird diese Technologie bisher nur vereinzelt eingesetzt: So zum Beispiel in Shanghai, wo durch amorphe Transformatoren die Leerlaufverluste der ausgetauschten Transformatoren um 80 % reduziert werden konnten[9]. Allein die Ausstattung der in Deutschland bis 2020 neu zu installierenden Transformatoren mit amorphen Kernen könnte die Übertragungsverluste im Stromnetz im Jahr 2020 um 0,2 TWh reduzieren. Dies entspricht der Stromproduktion von circa 65.000 Aufdach-Solaranlagen[10]. Durch die Einsparungen würden sich die erforderlichen Investitionen nach circa elf Jahren amortisieren. Dieser Zeitraum ist vergleichbar mit der aktuellen Regulierung für die Netzinfrastruktur. Hier werden Investitionen mit 7,4 % verzinst, was Amortisationszeiträumen von circa 13 Jahren entspricht.

Steigerung der Energieeffizienz

- **Energieeffizienz in der Industrie – vermehrter Austausch und Aufrüstung von Antrieben:** Elektrische Antriebe verbrauchten in der deutschen Industrie im Jahr 2010 circa 85 TWh Strom. Die Energieeffizienz der derzeit eingesetzten Antriebssysteme könnte verbessert werden. Für Madrids Wasserversorgung

amortisierte sich die Aufrüstung zu drehzahlvariablen Pumpen zum Beispiel bereits nach zwei Jahren. Im Jahr 2020 könnte der industrielle Stromverbrauch in Deutschland um circa 6 TWh reduziert werden, wenn alle Antriebe ausgetauscht würden, deren Anschaffung sich nach maximal drei Jahren rechnet. Ein weiteres Potenzial von circa 5 TWh ließe sich realisieren, wenn auch die Antriebe modernisiert würden, deren Anschaffung sich nach bis zu zehn Jahren amortisiert. Dieses Potenzial wird aus verschiedenen Gründen bislang nicht vollständig gehoben: Das Umrüsten im laufenden Betrieb ist zum Teil schwierig, in manchen Industriebetrieben gibt es nur wenig Transparenz bezüglich realisierbarer Einsparungen und bei längeren Amortisationszeiten fehlt häufig die Bereitschaft der Entscheider, Kapital zu binden. Hier können Ansätze wie das Energiespar-Contracting helfen: Dabei wird zunächst das durch neue Technologien realisierbare Einsparpotenzial ermittelt. Die Investitionen werden dann zum Beispiel von einem Dienstleister finanziert und über die erfolgten Einsparungen beglichen, die zwischen Dienstleister und Besitzer aufgeteilt werden. Ähnliche Ansätze sind auch bei energetischen Gebäudesanierungen möglich und erleichtern dort die Überwindung der Investitionsschwelle.

Die Umsetzung aller 20 betrachteten Fallbeispiele[11] würde Deutschland den Zielen der Energiewende in den Dimensionen Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit näher bringen:

- Die CO_2-Emissionen könnten im Jahr 2020 um circa 25 bis 60 Mio. t zusätzlich reduziert werden. Dies entspricht gegenüber den Emissionen des Referenzjahrs 1990 einer Minderung um zusätzliche 2 bis 5 Prozentpunkte. Insgesamt könnten die CO_2-Emissionen gegenüber 1990 so um bis zu 35 bis 38 % gesenkt werden.

- Mit neuen Marktansätzen, wie der Schaffung eines Markts für temporäre Nachfragereduzierung oder der Auktionierung von erneuerbaren Energien, könnten im Jahr 2020 aus volkswirtschaftlicher Perspektive 1,2 Mrd. EUR eingespart werden. Mit zusätzlichen, volkswirtschaftlich attraktiven Maßnahmen könnten weitere 6,7 Mrd. EUR eingespart werden[12]. Durch Maßnahmen, die im gegenwärtigen Umfeld nicht direkt wirtschaftlich attraktiv sind[13], ergeben sich im Jahr 2020 Einsparmöglichkeiten von zusätzlich 6,6 Mrd. EUR. Insgesamt summiert sich das Potenzial aus der Umsetzung aller Maßnahmen auf bis zu 14,5 Mrd. EUR[14], bei Investitionskosten bis 2020 von circa 120 Mrd. EUR.

- Die Umsetzung der Fallbeispiele würde zum Erhalt des aktuell hohen Niveaus der Versorgungssicherheit beitragen. So könnte zum Beispiel allein durch eine Flexibilisierung des industriellen Strombedarfs die Nachfrage nach Spitzenlast um circa 2 GW reduziert werden. Das entspricht der Spitzenlastkapazität von zwei großen Kraftwerken.

Die Analyse der Fallbeispiele im Rahmen dieser Studie zeigt: Es gibt eine Reihe von Optionen, die deutsche Energiewende erfolgreicher zu gestalten. Schon wenige Maßnahmen können einen messbaren Beitrag zu einem Gelingen der Energiewende leisten. Einige der hier betrachteten Ansätze, darunter auch marktorientierte wie zum Beispiel das Energiespar-Contracting, sind auch in Deutschland schon länger Gegenstand der Debatte, bisher aber nur in Ansätzen etabliert.

Wie sich einzelne Maßnahmen konkret auswirken und zu welchem Grad die Ziele der Energiewende erreicht werden, hängt auch von der Entwicklung bestimmter Parameter ab: So würde zum Beispiel eine 25-prozentige Senkung des bis 2020 unterstellten Gaspreises dazu führen, dass mehr Strom aus Gas und weniger aus anderen fossilen Energieträgern produziert würde. Als Folge würden die CO_2-Emissionen im Stromsektor in Europa um circa 70 Mt und in Deutschland und circa 20 Mt pro Jahr sinken. Gleichzeitig würde der Großhandelspreis für Strom in Deutschland um circa 10 % sinken.

Die gewählten Maßnahmen sollten daher gegenüber solchen Änderungen robust oder flexibel anpassbar sein. Marktorientierte Ansätze sind hier attraktiv, da sie keine starren Ziele vorgeben, sondern den Wettbewerb um innovative Ideen fördern. Zudem wird durch marktorientierte Ansätze die Verantwortung für die Energiewende nicht allein der Politik aufgebürdet.

Was für einzelne Maßnahmen gilt, trifft auch auf die Energiewende als Gesamtvorhaben zu: Um ihr Gelingen zu sichern, sollte der Fortschritt regelmäßig mit der Entwicklung von wichtigen Parametern wie den Energiepreisen abgeglichen werden, um rechtzeitige Anpassungen zu ermöglichen. Zudem sind stabile und verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen wesentlich, um Investitionssicherheit für Unternehmen – im Rahmen der üblichen unternehmerischen Risiken – sicherzustellen. Dies ist insbesondere in der aktuellen Umbauphase des Stromsystems unerlässlich.

1 Vgl. Energiekonzept der Bundesregierung (Fassung 28. September 2010, Seite 3)

2 Enerdata

3 Die EEG-(Erneuerbare-Energien-Gesetz-)Umlage stieg zum Beispiel allein von 2012 auf 2013 um 50 % von 3,6 ct/kWh auf 5,3 ct/kWh (Quelle: zum Beispiel Pressemeldung TenneT, 15.10.2012). Für 2014 wird laut Deutscher Energie-Agentur (dena) ein weiterer Anstieg um circa 1 ct/kWh erwartet; das Bundesumweltministerium geht laut Pressemeldungen von einem Anstieg auf »mindestens 7 ct/kWh« aus (Quelle: zum Beispiel Welt online, 23. April 2013)

4 EnLAG; Bundesnetzagentur; www.netzausbau.de. Laut Netzentwicklungsplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind in Summe Netzverstärkungen und -optimierungen in vorhandenen Trassen auf einer Länge von 4.400 km und Neubauten von 3.800 km erforderlich. Quelle: Netzentwicklungsplan Strom (2013)

5 Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena): Ausbau- und Innovationsbedarf der deutschen Stromverteilnetze bis 2030 (Dezember 2012). Die genannten Kosten referenzieren das als Leitszenario definierte Szenario NEP-B-2012

6 Diese Kosten beinhalten Mehrkosten durch die Vergütung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen über die EEG-Umlage sowie Kosten für den Netzausbau

7 Hierbei wurden sowohl Onshore- als auch Offshore-Windkraft betrachtet

8 Der Markt erstreckt sich über die Bundesstaaten Michigan im Westen, Pennsylvania, Maryland, New Jersey bis North Carolina und deckt so einen wesentlichen Teil des Nordostens der USA ab. Die Spitzenlast ist mit circa 160 GW höher als der deutsche Wert von knapp 87 GW. Die Bruttostromerzeugung betrug 2012 832 TWh, gegenüber 617 TWh in Deutschland. Quellen: Lawrence Berkeley National Laboratory (2007); FERC (2011); PJM Statistics 2013, www.pjm.com; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Sondertabelle Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2012; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012)

9 UNEP, Copper: Technical Study Report – Energy Efficient Transformers (2011)

10 0,2 TWh könnten im deutschen Mittelwert mit Solaranlagen mit einer Spitzenleistung von circa 160 MW erzeugt werden. Bei einer angenommenen Aufdachanlagengröße von 15 m² entspricht dies circa 65.000 Aufdachanlagen

11 Es werden insgesamt 20 Fallbeispiele betrachtet. Einige gehen mit volkswirtschaftlichen Mehrkosten einher (zum Beispiel dezentrale Stromerzeugung), wurden aber dennoch aufgenommen, da sie in der öffentlichen Debatte sehr präsent sind. Das Kapitel »20 Fallbeispiele im Einzelnen« im Hauptteil des Berichts enthält Detailanalysen zu folgenden Fallbeispielen: Abwärmeverstromung in der Zement- und Glasindustrie, Auktionierungsmechanismen für Windparkprojekte, kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke, dezentrale Stromerzeugung, Markt für temporäre Nachfragereduzierung, Transformatoren mit amorphem Kern, Ausbau der Netzinfrastruktur, Stromspeicher, Smart Meter, Antriebe in der Industrie, Walzwerke, energetische Gebäudesanierungen, Wärmepumpen, Haushaltsgeräte, integriertes Straßenverkehrsmanagement, Fahrerassistenzsysteme in U-Bahnen, LED-Straßenbeleuchtung, öffentlicher Personennahverkehr, Elektrobusse im öffentlichen Nahverkehr, alternative Fortbewegungsmittel

12 Maßnahmen werden als volkswirtschaftlich attraktiv eingestuft, wenn die interne Verzinsungsrate über 4 % liegt

13 Siehe vorangehende Fußnote

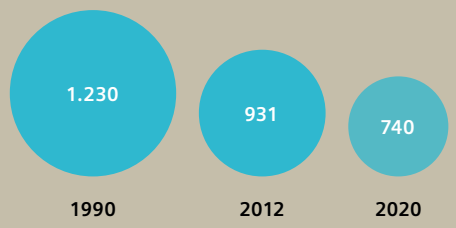
14 Maßnahmen, die volkswirtschaftliche Mehrkosten verursachen, etwa dezentrale Stromerzeugung, sind hier nicht berücksichtigt

1. Ausgangslage:

Die Energiewende in Deutschland

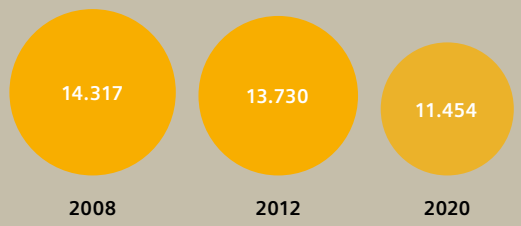
– 40 %

CO_2-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2020 in Mio. t CO_2



– 20 %

Primärenergiebedarf bis zum Jahr 2020 in PJ



– 10 %

Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 in TWh

Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung

1. Ausgangslage: Die Energiewende in Deutschland

Seit 2005 verzeichnet die deutsche Wirtschaft Wachstumsraten oberhalb derer Gesamteuropas und auch der USA. Für diesen Erfolg waren vier Faktoren ausschlaggebend: Erstens verfügt Deutschland über eine diversifizierte Wirtschaftsstruktur mit einem hohen Anteil an innovativen, international ausgerichteten und flexiblen Industrieunternehmen. Zweitens zog Deutschland Vorteile aus einem starken Wachstum in Schwellenländern, deren Nachfrage die deutsche Industrie mit einem passenden Angebot bedienen konnte. Drittens profitierte Deutschland von einem großen Angebot gut ausgebildeter Arbeitskräfte, einem flexibleren Arbeitsmarkt seit der »Agenda 2010« und einer wirksamen Abfederung des Nachfrageeinbruchs in der Finanzkrise 2008 und 2009. Viertens erhielten deutsche Unternehmen zusätzlichen Rückenwind durch die exportunterstützende Bewertung des Euro[15].

Die deutsche Wirtschaft wird auch künftig auf diesen Faktoren aufbauen können. Ihre starke Wettbewerbsposition ist jedoch zunehmend gefährdet. Aus Analysen und Gesprächen mit Experten aus Wissenschaft und unternehmerischer Praxis ergeben sich vier große Herausforderungen für Deutschlands zukünftiges Wachstum und seine wirtschaftliche Rolle in Europa:

- Die Lösung der Eurokrise und die Konsolidierung der Staatshaushalte in der Eurozone
- Die Weiterentwicklung der deutschen Industriestruktur und des Exportmodells
- Die Abmilderung des absehbaren Fachkräftemangels aufgrund des demografischen Wandels
- Die Umsetzung der Energiewende und der Umgang mit den daraus resultierenden Chancen und Risiken

Eine wirtschaftliche und sichere Energieversorgung ist eine der wesentlichen Vorbedingungen für eine weiterhin positive Entwicklung. Sie zu erfüllen erfordert noch erhebliche Anstrengungen im Spannungsfeld des energiewirtschaftlichen Dreiecks aus Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit.

Der Fokus der deutschen Energiewende lag bisher auf dem Kriterium der Umweltverträglichkeit: Die erneuerbaren Energien erhalten hohe Priorität, der Brückenschlag zu einer CO_2-freien Stromerzeugung ist auf den Weg gebracht. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung ist von 15 % im Jahr 2008 auf 22 %[16] im Jahr 2012 gestiegen. In Zukunft benötigen jedoch die beiden anderen Aspekte höhere Aufmerksamkeit: Wirtschaftlichkeit, und damit auch Wettbewerbsfähigkeit, sowie Versorgungssicherheit. Dann kann die Energiewende auch insgesamt eine Erfolgsgeschichte werden und der deutschen Industrie neue Chancen eröffnen.

22 %
2012

15 %
2008

Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung in Deutschland

Den Rahmen für diese Anstrengungen setzen die Energiepreise: Sie sind zu Schlüsselfaktoren für Industrien und Volkswirtschaften geworden. Je nach Energieform wirken sich die Entwicklungen der Weltmarktpreise in den verschiedenen Wirtschaftsregionen unterschiedlich aus. Während Steinkohle, Öl und Gas (über Flüssiggastransport) globale Güter sind und ihre Preise damit – von wenigen Ausnahmen wie dem Nahen Osten abgesehen – kaum differieren, unterscheiden sich die Märkte für CO_2-Emissionsberechtigungen und Strom regional. Ein Preissystem für CO_2-Emissionen beispielsweise existiert zurzeit fast nur in Europa, für den Rest der Welt sind CO_2-Emissionen nicht mit Zusatzkosten verbunden[17]. Die Gaspreise sind in Europa mit mehr als 10 USD/mmbtu[18] mehr als doppelt so hoch wie in den USA, wo Gas gegenwärtig (im Frühjahr 2013) für weniger als 4 USD/mmbtu gehandelt wird[19]. Flüssiggas wird künftig noch mehr als heute als Bindeglied fungieren. Die Transportkosten für Flüssiggas zwischen den USA und Deutschland belaufen sich auf circa 4 USD/mmbtu. Die regionalen Preisunterschiede bei Gas, Kohle und CO_2-Emissionen beeinflussen auch die Kosten und damit die Preise des erzeugten Stroms. Allerdings spielen hier auch andere Faktoren eine Rolle, wie regional verfügbare Braunkohle und erneuerbare Energien.

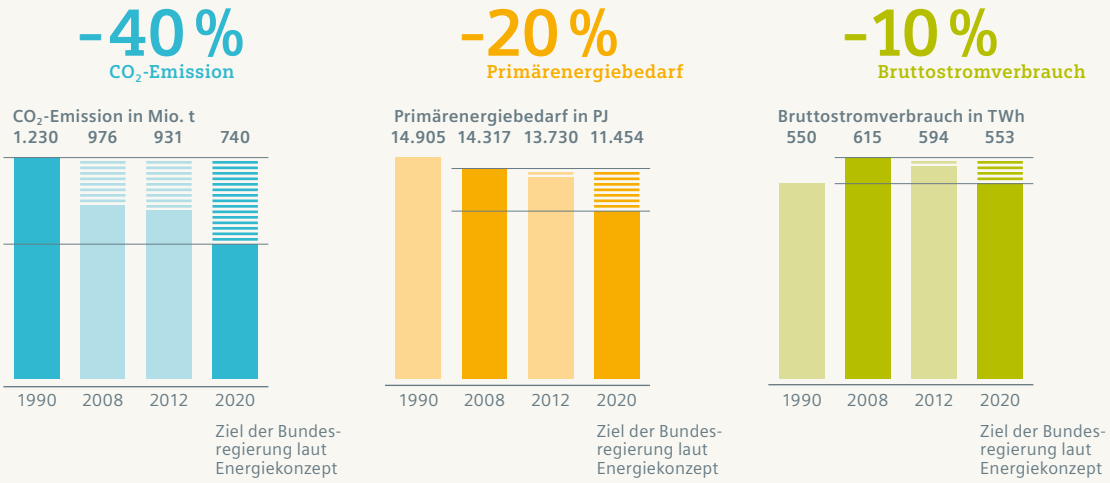
Zukünftig bleiben die Energiepreise tendenziell hoch oder werden sogar weiter steigen, denn die globale Energienachfrage wächst deutlich und das Energieangebot bleibt knapp. Bis 2030 ist weltweit mit einer Nachfragezunahme um etwa 30 % zu rechnen, bis 2050 um mehr als 50 %. Gründe dafür sind zum einen das Wachstum der Weltbevölkerung um 30 % bis 2050, zum anderen die Wohlstandsmehrung. Bis zum Jahr 2050 wird mit einem Zuwachs des durchschnittlichen Bruttoinlandsprodukts (BIP) je Einwohner um rund 160 % gerechnet[20].

+30 %
Energienachfrage bis 2030 weltweit

Fortschritte bei der Energieeffizienz wie in der Vergangenheit können nur einen kleinen Teil des Nachfrageanstiegs kompensieren. Hingegen könnte der Ausbau der unkonventionellen Öl- und Gasförderung, insbesondere in den USA, dem Preisdruck bei globalen Energieträgern entgegenwirken und zudem die Gefahr von Versorgungsengpässen mindern: Seit 2002 nimmt die Schiefergasproduktion in den USA stark zu, bis Ende 2011 um den Faktor 30. Der Produktionsanstieg hat den Gaspreis in den USA in den vergangenen fünf Jahren um die Hälfte fallen lassen. Eine vergleichbare technologisch-wirtschaftliche Entwicklung ist bei der Förderung von Öl aus Schiefer und Schiefersanden möglich. Da bisher aber keine ausreichenden Erfahrungen mit Schieferöl vorliegen, gibt es hier noch Unsicherheiten im Hinblick auf die Förderkosten und -mengen. Dennoch wächst die Gewinnung von Schieferöl bereits stark: Zwischen 2006 und 2012 stieg die Förderung in den USA um den Faktor 12 und erreichte 2012 circa 1.200 kboed[21].

Vor dem Hintergrund tendenziell steigender weltweiter Energienachfrage und -preise bei gleichzeitig zunehmendem ökologischen Handlungsbedarf hat sich Deutschland ambitionierte Ziele gesetzt für die Entwicklung hin zu einem umweltschonenden und effizienten Energiesystem.

Es gilt, das deutsche Energiesystem in den Dimensionen des energiewirtschaftlichen Dreiecks – Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit – weiterzuentwickeln und auf diese Weise zu einer der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt zu werden: Bis 2020 sollen die CO_2-Emissionen gegenüber dem Referenzjahr 1990 um 40 % und der Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 um 20 % sinken. Der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch soll auf 18 % (von 9 % 2008, 11 % 2010) und am Bruttostromverbrauch auf 35 % ansteigen (von 15 % 2008, 22 % 2012)[22]. Zugleich sollen »ein hohes Maß an Versorgungssicherheit [...] sowie eine wirtschaftlich tragfähige Energieversorgung« sicherstellen, »dass Deutschland auch langfristig ein wettbewerbsfähiger Industriestandort bleibt«[23]. Als weiteres Ziel wurde der sukzessive Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen: Im Jahr 2022 sollen mit Isar II, Neckarwestheim II und Emsland die letzten Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz gehen[24].



Anmerkung: Das jeweilige Referenz- und Zieljahr sind dunkel hervorgehoben

Quelle: Eurostat; Umweltbundesamt; Energiekonzept der Bundesregierung (September 2010); McKinsey

Schaubild 1: Ziele 2020 der Bundesregierung bezüglich CO_2-Emissionen, Primärenergiebedarf und Bruttostromverbrauch

Gemessen an diesen Zielen kommt die Energiewende unterschiedlich schnell voran.

- Das Ziel der Bundesregierung, die **CO_2-Emissionen** bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu reduzieren, wird voraussichtlich verfehlt. Zwar sanken bis Ende 2011 die CO_2-Emissionen gegenüber dem Referenzjahr 1990 um 25 %[25]; bei Fortschreibung aktueller Entwicklungen wird bis 2020 jedoch nur eine Reduzierung der CO_2-Emissionen von circa 30 bis 33 % gegenüber 1990 erreicht werden (siehe Referenzpfad im Kapitel »Methodischer Ansatz«). Damit würde Deutschland im Jahr 2020 zwischen 825 und 860 Mt CO_2 emittieren – anvisiert sind 740 Mt CO_2. Der **Ausbau der erneuerbaren Energien** hingegen kommt insgesamt deutlich voran und das Ziel eines Anteils erneuerbarer Energien an der Bruttostromversorgung von circa 35 % im Jahr 2020 erscheint erreichbar. So ist zum Beispiel die Kapazität von Photovoltaikanlagen zwischen 2008 und 2012 um mehr als das Fünffache gewachsen, von 6 GW auf 32 GW[26]. Angesichts der 2012 erreichten Zubaurate von mehr als 7 GW[27] rückt das Ausbauziel von knapp 52 GW bis 2020 in greifbare Nähe. Demgegenüber ist das Ziel, bis 2020 Offshore-Windparks im Umfang von 10 GW zuzubauen[28], überaus ambitioniert: Seit 2008 wurden nur 0,3 GW installiert und angeschlossen[29].

- Beim Erhalt der **Versorgungssicherheit** bleibt der Fortschritt bislang hinter den Zielen zurück. Bis 2018 werden laut Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) 24 Projekte und 1.800 km Übertragungsleitungen zur Integrierung des steigenden Anteils erneuerbarer Energien benötigt. Davon wurden von 2010 bis Anfang 2013 nur 268 km fertiggestellt[30] – eine Zielerreichung bis 2020 erscheint daher unrealistisch. Der Netzentwicklungsplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber spricht sogar von deutlich umfangreicheren notwendigen Anpassungen. Dort werden Netzverstärkungen und -optimierungen auf 4.400 km vorhandenen Trassen und Neubauerfordernisse mit einer Länge von 3.800 km erwähnt[31]. Auch die Verteilnetze bedürfen eines wesentlichen Aus- oder Umbaus: So müssten laut Deutscher Energie-Agentur (dena) bis 2020 Verteilnetze im Umfang von mehr als 90.000 km ausgebaut und zusätzlich knapp 20.000 km umgebaut werden. Die Investitionskosten würden sich bis 2020 auf mehr als 18 Mrd. EUR summieren[32]. Ein weiterer Indikator der Versorgungssicherheit ist die gesicherte Reservemarge. Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) hatte für den Winter 2012/13 in Deutschland eine Reservemarge von –0,6 % bestimmt. Dies bedeutet, dass die Stromnachfrage höher sein könnte als die verfügbare Kraftwerksleistung. Gemessen am Ziel von 5 % Reservemarge, wie von ENTSO-E veranschlagt, ist demnach ein klares Risiko für die Versorgungssicherheit zu konstatieren. Im Extremfall, zum Beispiel an einem bewölkten und windarmen Wintertag, könnte es in Deutschland zu kritischen Situationen kommen, die durch Stromimporte bewältigt werden müssten. Durch die geplante Abschaltung von regelbaren Gas- und Kohlekraftwerken ist davon auszugehen, dass solche Situationen im aktuellen Marktumfeld auch in Zukunft kritisch bleiben.

Unter **wirtschaftlichen Gesichtspunkten** hat die Energiewende bisher zu Mehrkosten für Deutschland geführt. Diese beliefen sich auf circa 13,5 Mrd. EUR im Jahr 2011 und wurden zu großen Teilen von Endverbrauchern getragen: So stieg die Umlage zur Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien (EEG-Umlage) im Jahr 2013 von 3,6 ct/kWh auf 5,3 ct/kWh[33]. Das entspricht einer Erhöhung um circa 50 % in einem Jahr. Bei den aktuellen

► S. 21
Übertragung der Fallbeispiele auf Deutschland

+40 bis 50 %

Stromkosten privater Verbraucher gegenüber EU-Durchschnitt

Haushaltsstrompreisen von circa 25 ct/kWh macht die Umlage mittlerweile ein Fünftel des Strompreises aus und trägt dazu bei, dass private Verbraucher in Deutschland rund 40 bis 50 % mehr für ihren Strom zahlen als der EU-Durchschnitt. Über die nächsten Jahre wird ein weiterer Anstieg der EEG-Umlage erwartet, insbesondere durch den weiteren Ausbau von Photovoltaik und Offshore-Windanlagen[34].

Wenngleich die energieintensiven Industrien von der EEG-Umlage ausgenommen sind, ist der Standort Deutschland hinsichtlich der Strompreise nur bedingt wettbewerbsfähig: Die Industriestrompreise lagen 2011 circa 13 % über dem EU-Mittel und waren sogar etwa doppelt so hoch wie in den USA[35]. Höhere Energiepreise als im europäischen und weltweiten Vergleich werden die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland zukünftig weiter gefährden, denn eine Strompreissenkung ist nicht realistisch – im Gegenteil: Zusätzliche Kosten für erneuerbare Energien von rund 160 Mrd. EUR bis 2020 und 345 Mrd. EUR bis 2030 sind heute schon absehbar, sofern für bereits bestehende Anlagen Bestandsschutz gilt. Die Kosten der Energiewende werden sich bis 2020 gegenüber 2011 daher voraussichtlich mehr als verdoppeln – von circa 13,5 Mrd. EUR auf circa 29 Mrd. EUR pro Jahr. Ursache sind vor allem die Zusatzkosten für erneuerbare Energien (Photovoltaik, Onshore-Wind, Offshore-Wind) und Netze. Bis 2020 ist gegenüber 2011 für alle Segmente ein weiterer Strompreisanstieg (real) zu erwarten: für private Haushalte +23 %, für Gewerbe +24 %, für normale Industriekunden +34 % und für energieintensive Industrien bei Beibehaltung der aktuellen Regulierung +18 %[36].

- Der **Ausstieg aus der Kernenergie** kann aufgrund eines breiten politischen Konsens als gegeben betrachtet werden, so dass voraussichtlich bis 2022 die letzten deutschen Kernkraftwerke vom Netz gehen werden.

Mit diesen Plänen zur umfassenden Umgestaltung seines Energiesystems nimmt Deutschland im internationalen Vergleich eine Vorreiterrolle ein. Nur wenige weitere Länder haben sich eine ähnlich umfassende Energiewende zum Ziel gesetzt – zumeist beschränkt auf eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Schweden und die USA, aufgrund ihrer Wirtschaftsstruktur mit Deutschland vergleichbar, betonen die Unabhängigkeit von fossilen Energieimporten und damit eine Erhöhung der Versorgungssicherheit.

- **Auf internationaler Ebene haben sich die Europäische Union und ihre Mitgliedsländer zum Ziel gesetzt, die CO_2-Emissionen gegenüber 1990 um 20 % zu verringern** und den Anteil erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch auf 20 % anzuheben (von 11 % 2008, 13 % 2010)[37]. Für jedes EU-Mitgliedsland existieren spezifische und verbindliche Ziele. Jenseits der EU haben neun weitere Länder im Rahmen des 1997 verabschiedeten Kyoto-Protokolls verbindliche Zusagen bezüglich der Senkung ihrer Treibhausgasemissionen gemacht[38], mit unterschiedlichen Entwicklungen: Während zum Beispiel Russland und die Ukraine ihre Ziele bisher erfüllen konnten[39], haben andere Länder inzwischen von den Zielzusagen Abstand genommen oder sie konnten die Vermeidungsziele bisher nicht realisieren[40].

- **Innerhalb der EU haben zum Beispiel Frankreich und Großbritannien die EU-Emissionsziele mit konkreten Teilzielen hinterlegt.** Frankreich hat seine CO_2-Emissionen gegenüber 1990 um 7 % reduziert, während Großbritannien eine Verminderung um 23 % gegenüber 1990 erreicht hat[41]. Bis 2020 sollen die CO_2-Emissionen in Frankreich um 14 %[42] und in Großbritannien um 34 %[43] gesenkt werden. Ergänzend möchte Frankreich[44] den Energieverbrauch in Gebäuden durch die Definition von Mindesteffizienzstandards bis 2020 um 38 % gegenüber dem Stand von 1990 senken[45]. In Großbritannien gestand die Regierung den Energieversorgern zu, zur Deckung der Mehrkosten, die zum Beispiel durch den Ausbau erneuerbarer Energien entstehen, die Bürger und Unternehmen des Landes im Jahr 2020 mit 7,6 Mrd. GBP mehr zu belasten[46].

- **Im Bereich Versorgungssicherheit** hat sich **Schweden** das Ziel gesetzt, bis 2020 den Gebrauch fossiler Energieträger zumindest zu Heizzwecken zu vermeiden. Bis 2030 will man ganz auf den Import von fossilen Energieträgern verzichten[47]. Flankiert wird dieses Bemühen zum Beispiel durch einen vermehrten Einbau von elektrischen Wärmepumpen – so hatte Schweden 2012 bei 9,5 Mio. Einwohnern circa 1 Mio. Wärmepumpen installiert, gegenüber 0,5 Mio. Wärmepumpen auf Deutschlands 81 Mio. Einwohner. Die **USA** hingegen haben ihre Abhängigkeit von Energieimporten durch die vermehrte heimische Produktion aus unkonventionellen Gas- und Ölvorkommen reduziert: So wurden 2011 rund 20 % weniger Erdgas importiert als noch 2005[48]. Die Förderung von Schiefergas in den USA hat zudem bereits direkte Auswirkungen auf die **Wirtschaftlichkeit**. Zwischen 2005 und 2011 sank zum Beispiel der Gaspreis für Industriekunden in den USA um 54 %[49].

Im internationalen Vergleich steht Deutschland hinsichtlich Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit mit Strom gut da. Bei der 2010 erreichten Verminderung der nationalen CO_2-Emissionen um 25 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 hat in Westeuropa nur Großbritannien mit 23 % einen ähnlichen Wert erreicht. Andere westeuropäische Länder verzeichnen zum Teil sogar steigende CO_2-Emissionen: In Spanien stiegen die Emissionen zum Beispiel im gleichen Zeitraum um 26 %[50].

Bisher weist Deutschland eine vorbildliche Versorgungssicherheit mit Strom auf. Die durchschnittliche Stromausfallzeit belief sich 2010 und 2011 auf 15 Min. pro Jahr – dies ist deutlich besser als das beste Quartil der EU-Länder insgesamt mit durchschnittlich 53 Min.[51].

ø15 Min.

Stromausfallzeit Deutschland. Bestes Quartil der EU-Länder: ø 53 Min.

Trotz aller Fortschritte, allen Pioniergeists und Vorreitertums kann Deutschland noch von anderen Regionen der Welt lernen. Hier setzt die vorliegende Studie an: Hinweise darauf, wie die Energiewende noch besser gemeistert werden kann, liefern internationale Fallbeispiele, die in mindestens einer Dimension des energiewirtschaftlichen Dreiecks von Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit eine Verbesserung erzielt haben – und dies nicht zulasten der anderen Dimensionen. So zeigt zum Beispiel China, dass eine bessere Nutzung von industrieller Abwärme zur Stromerzeugung möglich ist. Bundesstaaten im Nordosten der USA haben einen Markt für temporäre Nachfragereduzierung zu Spitzenzeiten entwickelt, der hilft, Angebot und Nachfrage besser auszubalancieren. Und weltweit zeigen Beispiele, wie etwa der Stromverbrauch in der Industrie durch Investitionen in den Austausch oder die Aufrüstung von elektrischen Antrieben reduziert werden kann.

Diese Studie untersucht, welchen Beitrag die Übertragung der 20 ausgewählten Fallbeispiele zum Gelingen der Energiewende in Deutschland leisten kann. Maßstab sind die von der Bundesregierung formulierten Ziele in den Dimensionen Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit.

15 Vgl. zu den Aussagen dieses Kapitels die Studie »Die Goldenen Zwanziger – Wie Deutschland die Herausforderungen des nächsten Jahrzehnts meistern kann«, McKinsey & Company (März 2013)

16 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2012)

17 Weitere kleinere CO_2-Emissionen-Märkte existieren oder sind in Planung, zum Beispiel in Australien, Neuseeland, Kalifornien (USA) und Tokio (Japan)

18 million british thermal units; 1 mmbtu ≙ 293 kWh, 10 USD/mmbtu ≙ 3,4 ct/kWh

19 Die genannten Preise basieren auf Großhandelspreisen, zum Beispiel Title Transfer Facility (TTF) für Europa und Henry Hub für die USA

20 Vgl. McKinsey & Company: McKinsey Global Energy Perspective (2012)

21 kboed: kilo barrel of oil equivalent per day, Einheit zur täglichen Fördermenge von Öl oder Gas

22 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2012)

23 Vgl. Energiekonzept der Bundesregierung (Fassung 28. September 2010, Seite 3)

24 Vgl. Eckpunktepapier der Bundesregierung: Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich (Juni 2011)

25 Vgl. Umweltbundesamt: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2011

26 Bundesnetzagentur, Datenmeldungen zu PV-Anlagen (2012)

27 Bundesnetzagentur, Datenmeldungen zu PV-Anlagen (2012)

28 Nach Ausbauzielen des National Renewable Energy Action Plan (NREAP)

29 NREAP; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; www.offshore-windenergie.net

30 EnLAG; Bundesnetzagentur; www.netzausbau.de

31 Netzentwicklungsplan Strom, 2013

32 Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena): Ausbau- und Innovationsbedarf der deutschen Stromverteilnetze bis 2030 (Dezember 2012). Die genannten Kosten referenzieren das als Leitszenario definierte Szenario NEP-B-2012

33 Vgl. zum Beispiel Pressemeldung TenneT, 15.10.2012

34 Laut Presseberichten erwartet die Deutsche Netzagentur einen Anstieg 2014 um 0,7 bis 1,0 ct/kWh. Das Bundesumweltministerium hingegen geht von einem Anstieg auf mindestens 7 ct/kWh aus. Quelle: zum Beispiel Welt online, 23. April 2013

35 Enerdata

36 Vgl. McKinsey & Company: »Die Goldenen Zwanziger – Wie Deutschland die Herausforderungen des nächsten Jahrzehnts meistern kann« (2013)

37 Eurostat

38 Australien, Island, Japan, Kanada, Liechtenstein, Neuseeland, Norwegen, Russland, Schweiz. Vgl. United Nations Framework Convention on Climate Change: Status of Ratification of the Kyoto Protocol

39 Die russischen CO_2-Emissionen lagen 2010 36% unter dem Niveau von 1990. Quelle: United Nations Climate Change Secretariat

40 So trat Kanada 2011 aus dem Kyoto-Protokoll aus; dem CO_2-Vermeidungsziel von –6% bis 2012 (gegenüber 1990) steht ein Anstieg von 34% gegenüber. Dem australischen Ziel von –0,5% (2012 gegenüber 1990) steht ebenfalls ein Anstieg von 33% gegenüber. Die aktuelle japanische Position hinsichtlich einer Erweiterung des Kyoto-Protokolls und damit verbindlicher CO_2-Vermeidungsziele ist, dem nur zuzustimmen, wenn Länder wie China und die USA sich beteiligen. In der Schweiz steht einem Reduzierungsziel von –8% bis 2012 ein realer Anstieg von 2% gegenüber. In Island wiederum steht ein Anstieg von 10% nach dem Kyoto-Protokoll einem realen Anstieg von mehr als 20% gegenüber. Quelle: UNFCCC

41 Eurostat

42 Europäische Kommission; Eurostat

43 Zwischenziel zu einer Verminderung der CO_2-Emissionen um mindestens 80% bis 2050 gegenüber 1990. Quelle: UK Government, April 2009 Budget

44 Frankreich hat im Rahmen der EU-Zielsetzung zugesichert, seine CO_2-Emissionen bis 2020 um 20% gegenüber 1990 zu reduzieren. Quelle: EU; Eurostat

45 Mindesteffizienz von 50 kWh/m² pro Jahr für Neubauten ab 2012. Quelle: Grenelle 1/3, 2009, RT 2012

46 Zum Beispiel BBC, 23. November 2012 (http://www.bbc.co.uk/news/business-20451189)

47 Vgl. zum Beispiel International Energy Agency: Energy Policies of IEA countries – Sweden 2013

48 Gasimporte aus Ländern wie Qatar, Ägypten, Mexiko, Kanada, Jemen etc. in die USA sanken im gegebenen Zeitraum um 20%, von 4.340 Mrd. Kubikfuß auf 3.460 Mrd. Kubikfuß; vgl. US Energy Information Administration (EIA): Natural Gas Imports (2012)

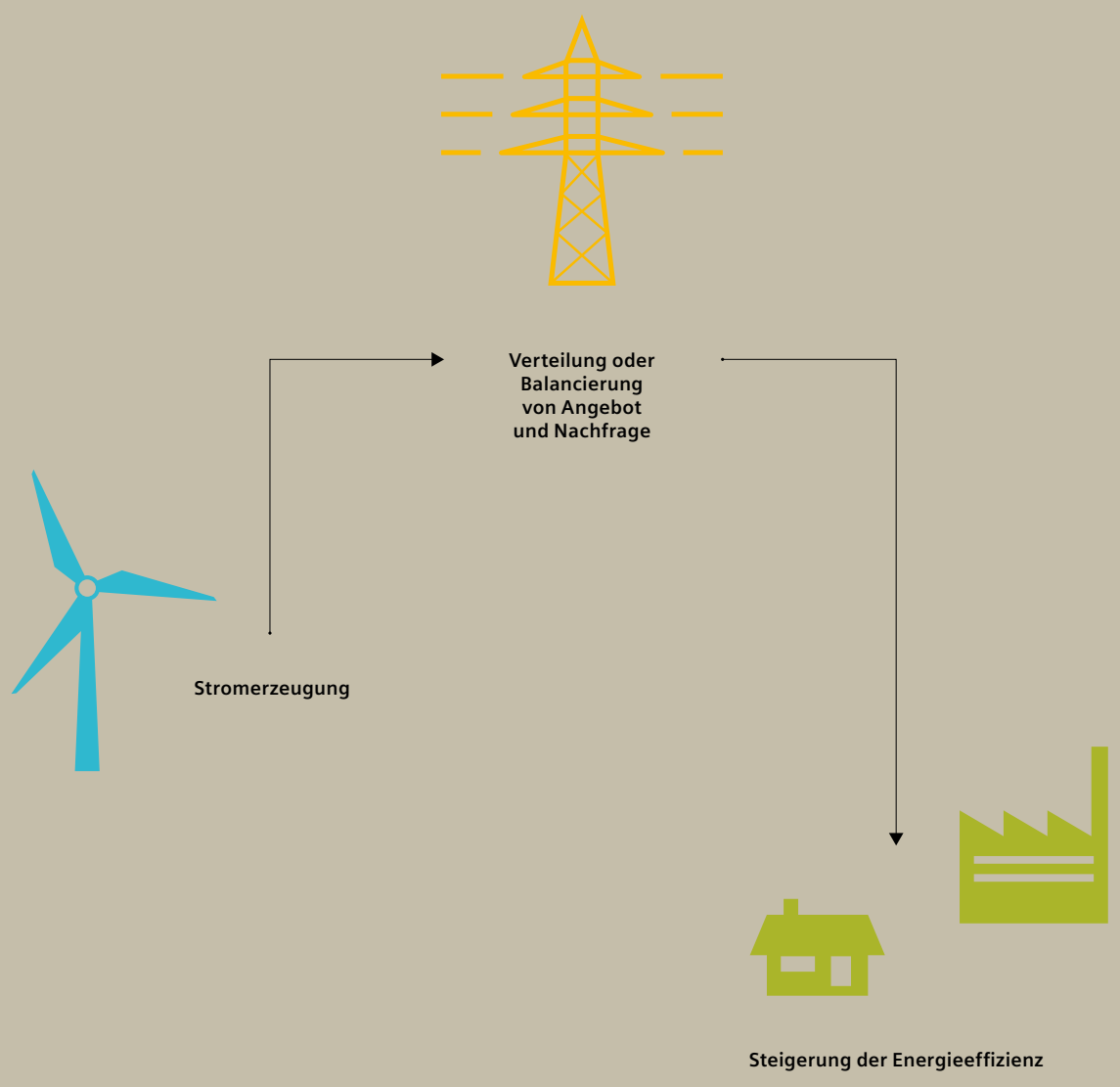
49 Der Großhandelsgaspreis sank von 8,8 USD/mmbtu im Jahr 2005 auf 4,0 USD/mmbtu 2011. Vgl. Global Insight; InterContinental Exchange: Henry Hub Natural Gas Prices (2005 bis 2011)

50 Innerhalb der EU übertreffen Länder des vormaligen Warschauer Pakts diese Minderung, vor allem getrieben durch Stilllegungen ineffizienter Schwerindustrien nach 1990. So hat zum Beispiel Litauen die CO_2-Emissionen zwischen 1990 und 2010 um 58% reduziert. Im Schnitt haben die zwölf zwischen 2004 und 2007 im Rahmen der »EU-Osterweiterung« beigetretenen Länder ihre CO_2-Emissionen in diesem Zeitraum um 16% reduziert, gegenüber einer Reduzierung von 11% in den westeuropäischen EU-15-Ländern. Vgl. European Environment Agency: Annual European Union greenhouse gas inventory 1990 – 2010 and inventory report 2012; Eurostat

51 Wert Deutschland: 15 Min. 2011; Wert Top-Quartil EU: 53 Min. 2008. Vgl. CEER: 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011; Bundesnetzagentur

2. Methodischer Ansatz

Ausgewählte Fallbeispiele verschiedener Bereiche



Elemente der Energiewertschöpfungskette

2. Methodischer Ansatz

Auswahl der Fallbeispiele

Mit der Auswahl der insgesamt 20 Fallbeispiele wurde sichergestellt, dass …

… die wesentlichen Segmente der deutschen Energiewende entlang der Energiewertschöpfungskette abgedeckt werden: **Stromerzeugung, Verteilung** oder Balancierung von Angebot und Nachfrage sowie Steigerung der **Energieeffizienz**.

… die unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten bedeutendsten Themen zum Erreichen der Ziele der Energiewende abgebildet werden, wie die Stromeffizienz in der Industrie und die energetische Gebäudesanierung.

… die meistdiskutierten Maßnahmen der aktuellen Debatte um die Energiewende aufgegriffen werden, wie Stromspeicher, Netzausbau und dezentrale Erzeugungskonzepte.

Wesentliche Segmente der Energiewertschöpfungskette

Die Bundesregierung hat für die deutsche Energiewende klare Ziele formuliert: Treibhausgasemissionen und Primärenergiebedarf senken, Anteil erneuerbarer Energien ausbauen und aus der Kernenergie aussteigen. Im besonderen Fokus stehen der Umbau des Stromsystems und die Erhöhung der Energieeffizienz. Die Fallbeispiele wurden so gewählt, dass sie entlang der Energiewertschöpfungskette drei wesentliche Felder abdecken.

- Im **Segment 1**, **Stromerzeugung**, werden beispielhaft zentrale und dezentrale sowie erneuerbare und fossil-thermische Themen aufgegriffen und deren möglicher Beitrag zur Energiewende untersucht.

- Im **Segment 2**, **Verteilung** oder Balancierung von Angebot und Nachfrage, werden beispielhaft angebots- und nachfrageseitige Lösungen sowie akzeptanz- und technologieorientierte Ansätze aufgegriffen, mit denen die Versorgungssicherheit weiter auf international führendem Niveau gehalten werden kann.

- Im **Segment 3**, Steigerung der **Energieeffizienz**, wird beispielhaft dargestellt, wie in den Bereichen Industrie, Verkehr und Gewerbe sowie Haushalte und Dienstleistungen Energie effizienter genutzt werden kann. Diese Bereiche sind insgesamt für circa 75 % des deutschen Endenergieverbrauchs und circa 55 % der direkten CO_2-Gesamtemissionen verantwortlich[52].

Segment	Fallbeispiele
Stromerzeugung	a. Abwärmeverstromung in der Zement- und Glasindustrie b. Auktionierungsmechanismen für Windparkprojekte c. Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke d. Dezentrale Stromerzeugung
Verteilung oder Balancierung von Angebot und Nachfrage	e. Markt für temporäre Nachfragereduzierung f. Transformatoren mit amorphem Kern g. Ausbau der Netzinfrastruktur h. Stromspeicher i. Smart Meter
Steigerung der Energieeffizienz	j. Antriebe in der Industrie k. Walzwerke l. Energetische Gebäudesanierungen m. Wärmepumpen n. Haushaltsgeräte o. Integriertes Straßenverkehrsmanagement p. Fahrerassistenzsysteme in U-Bahnen q. LED-Straßenbeleuchtung r. Öffentlicher Personennahverkehr s. Elektrobusse im öffentlichen Nahverkehr t. Alternative Fortbewegungsmittel

Tabelle 1: Übersicht der Fallbeispiele

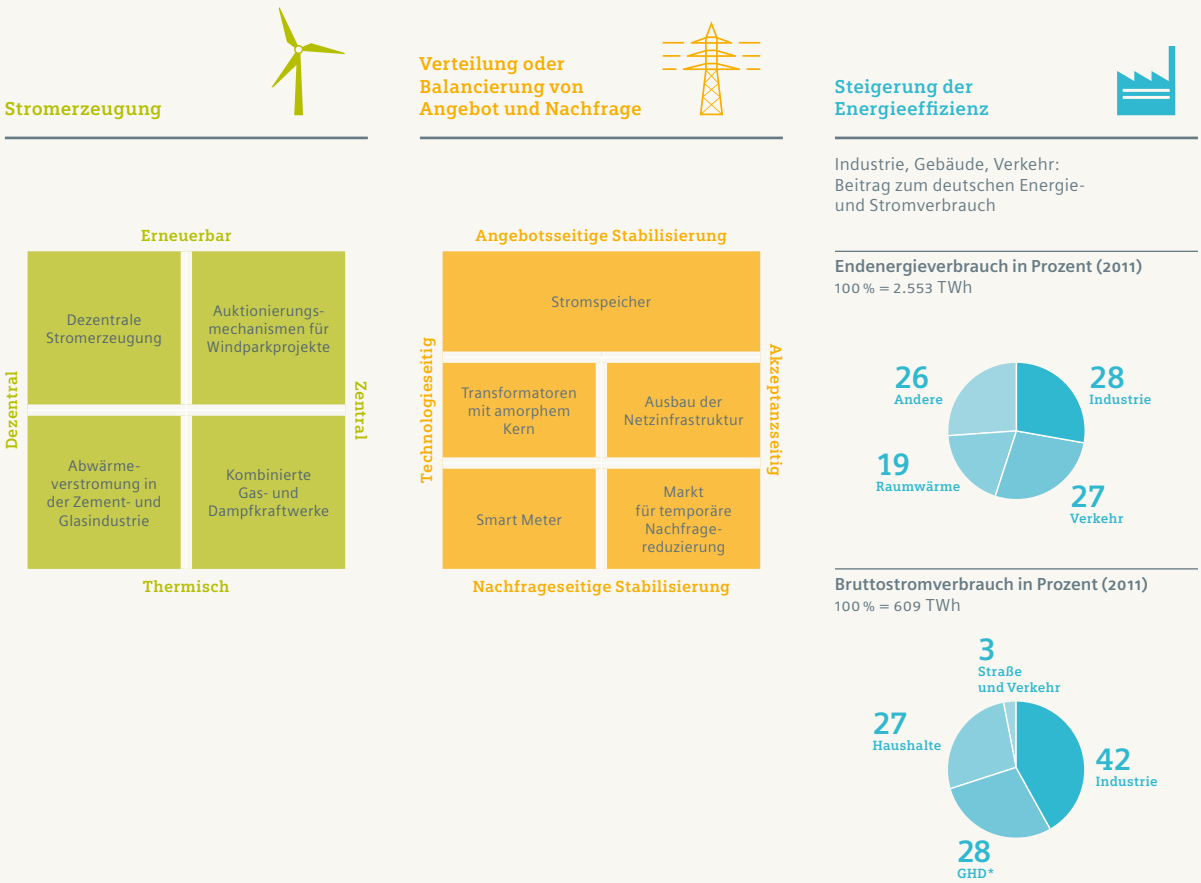


Schaubild 2: Die betrachteten Fallbeispiele decken wesentliche Dimensionen in drei Segmenten der Energiewertschöpfungskette ab: Stromerzeugung, Verteilung oder Balancierung von Angebot und Nachfrage, Steigerung der Energieeffizienz

Gesamtwirtschaftlich bedeutende Themen

Die Auswahl der Fallbeispiele berücksichtigt wesentliche Maßnahmen, die bereits in ganzheitlichen Analysen und Berichten veröffentlicht wurden. So hat zum Beispiel der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) 2007 eine Studie über »Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland« für den Zeitraum bis zum Jahr 2020 vorgestellt. Aus dieser Studie wurden für die aktuelle Untersuchung Fallbeispiele ausgewählt, die unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten attraktiv sind.

Themen aus den Bereichen Landwirtschaft und Effizienzsteigerung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor wurden bei der Auswahl der Fallbeispiele nicht berücksichtigt:

- Die Landwirtschaft ist in Deutschland für 8 % (2010) der Treibhausgasemissionen verantwortlich[53]. Die Emissionen lassen sich über Maßnahmen wie mehr biologische Landwirtschaft, kleinere Viehbestände und Reduzierung von Methanemissionen im Rinderbestand verringern.

- Maßnahmen für mehr Effizienz von Verbrennungsmotoren sind ein wesentlicher Hebel zum Erreichen der Ziele für Emissionen und Primärenergieverbrauch[54]. Im Rahmen dieser Studie werden sie nicht betrachtet, da sie in Deutschland fest in der Debatte verankert sind. In den vergangenen Jahren wurden zudem bereits große Fortschritte erzielt: Der CO_2-Ausstoß der jährlich neu zugelassenen Fahrzeugflotte konnte von 2006 bis 2011 um 15 % gesenkt werden, von 172 g CO_2/km auf 146 g CO_2/km[55]. Ab 2015 gilt ein Zielwert von 130 g CO_2/km und ab 2020 ein Wert von 95 g CO_2/km. Das heißt: Im Referenzfall ist bis 2020 zumindest für das Neuwagensegment davon auszugehen, dass die Emissionen um 45 % gegenüber 2006 sinken werden.

Aktuelle Debatte zur Energiewende

Die Auswahl der Fallbeispiele dieser Studie berücksichtigt auch Themen, welche die aktuelle Debatte um die Energiewende prägen. Dies beinhaltet Fallbeispiele, deren Ansätze aus volkswirtschaftlicher Sicht derzeit nicht attraktiv erscheinen. Dazu zählen Themen wie Stromspeicher und dezentrale Erzeugung (»nachhaltige Regionalkonzepte«). Dezentrale Erzeugungsformen sind zum Beispiel relevant, weil sie momentan einen Großteil der neu installierten Kapazitäten ausmachen. Im Jahr 2012 wurden in Deutschland allein Solaranlagen mit einer Spitzenleistung von 7 GW installiert[56]; das entspricht der Spitzenleistung von sieben großen Kohlekraftwerken.

7 GW

Spitzenlast: Photovoltaik-Zubau 2012

Übertragung der Fallbeispiele auf Deutschland

Für jedes der 20 Fallbeispiele wurde ermittelt, wie sich die Übertragung auf Deutschland auswirken würde. Bewertet wurde nach den drei Dimensionen des energiewirtschaftlichen Dreiecks: Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Die volkswirtschaftliche Perspektive der Studie prägt dabei insbesondere die Analyse der Wirtschaftlichkeit: So können Maßnahmen, die die Energieeffizienz steigern, aus volkswirtschaftlicher Sicht als attraktiv gelten, während sie aus betriebswirtschaftlicher Perspektive aufgrund höherer Verzinsungserwartungen unattraktiv sind[57].

Auf Basis der bis 2020 für Deutschland erwarteten Entwicklung berechnet die Studie, wie sich die zusätzliche Umsetzung der Fallbeispiele auswirken würde. Basis der Berechnungen ist ein definierter Referenzpfad. Er beschreibt unter Berücksichtigung der jüngeren historischen Entwicklung und der aktuellen Gesetzeslage eine plausible Entwicklung bis zum Jahr 2020. Relevante Parameter des Referenzpfads sind zum Beispiel das volkswirtschaftliche Wachstum, der Bruttostrom- und der Primärenergieverbrauch sowie das Niveau der CO_2-Emissionen bis 2020. Nicht im Referenzpfad enthalten sind die Auswirkungen einer Umsetzung der Fallbeispiele, sie wirken zusätzlich. Wesentliche Annahmen des Referenzpfads sind:

- **Bruttoinlandsprodukt und Einwohnerzahl:** Für das deutsche Bruttoinlandsprodukt wird bis 2020 ein Wachstum von durchschnittlich 1,6 % pro Jahr unterstellt; dies ergibt sich aus Prognosen verschiedener Institute[58]. Hinsichtlich der Gesamtbevölkerung Deutschlands nimmt der Referenzpfad an, dass diese von circa 81 Mio. Einwohnern im Jahr 2010 bis 2020 auf circa 80 Mio. Einwohner sinkt[59].

- **CO_2-Emissionen:** Bis 2020 verringern sich die Emissionen im Referenzpfad gegenüber dem Wert von 1990 um circa 30 bis 33 % auf 825 bis 860 Mt CO_2[60].

- **Stromverbrauch:** Laut Referenzpfad setzt sich der bisherige Trend des Bruttostromverbrauchs bis 2020 verlangsamt fort – mit einer Zunahme von nur noch 0,3 % pro Jahr gegenüber einem Plus von 0,7 % pro Jahr zwischen 1990 und 2010. Damit würde der Bruttostromverbrauch im Jahr 2020 610 TWh betragen.

- **Primärenergiebedarf:** Während der Bruttostromverbrauch weiter steigt, beschreibt der Referenzpfad für den Primärenergiebedarf bis 2020 einen Rückgang von 1 % pro Jahr auf 12.750 PJ[61] (2012: 13.730 PJ). Grund ist vor allem der zu erwartende starke Ausbau der erneuerbaren Energien.

Darüber hinaus wurden für jedes der 20 Fallbeispiele die möglichen Hürden einer flächendeckenden Übertragung ermittelt. Das Kapitel »Implementierungshürden überwinden« beschreibt für ausgewählte Fallbeispiele Ansätze, mit denen diese Hürden überwunden werden könnten.

52 Daten zum Endenergieverbrauch und zu den CO_2-Emissionen für das Jahr 2010. Die auf 100 % fehlenden CO_2-(Direkt-)Emissionen entstehen zum größten Teil bei der Stromerzeugung und fallen damit indirekt vor allem in Industrie und Haushalten an

53 Umweltbundesamt (http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten)

54 Vgl. zum Beispiel die im Auftrag des BDI erstellte Studie »Kosten und Potenziale zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen«. Maßnahmen zur Effizienzsteigerung von Verbrennungsmotoren wird hier für das Jahr 2020 ein Einsparpotenzial von insgesamt 37 Mt CO_2 zugeordnet. Das entspricht 19 % des gesamten betrachteten Vermeidungspotenzials von 195 Mt CO_2

55 Daten für Benzinmotoren; die durchschnittlichen Werte für Dieselmotoren liegen jeweils um 1 g CO_2/km darüber. Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt

56 Bundesnetzagentur, Datenmeldungen zu PV-Anlagen (2012)

57 Im Rahmen der Studie wurde eine volkswirtschaftliche Verzinsungsrate von 4 % angenommen

58 Oxford Economics; Global Insight; EIU; Consensus; BMWi; DIW; OECD, Kiel Institute for the World Economy; Europäische Kommission; IMF

59 Vgl. auch Destatis: Bevölkerung Deutschlands bis 2060 – 12. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung. In dieser Prognose wird für den Zeitraum zwischen 2010 und 2020 ebenfalls mit einer Verringerung der Bevölkerung um circa 1 Mio. gerechnet, jedoch von 82 Mio. auf 81 Mio. Einwohner

60 Zur Vereinfachung der Darstellungen wurde im Folgenden der Mittelwert von 31 % verwendet. Dies entspricht CO_2-Emissionen im Jahr 2020 von 850 Mt

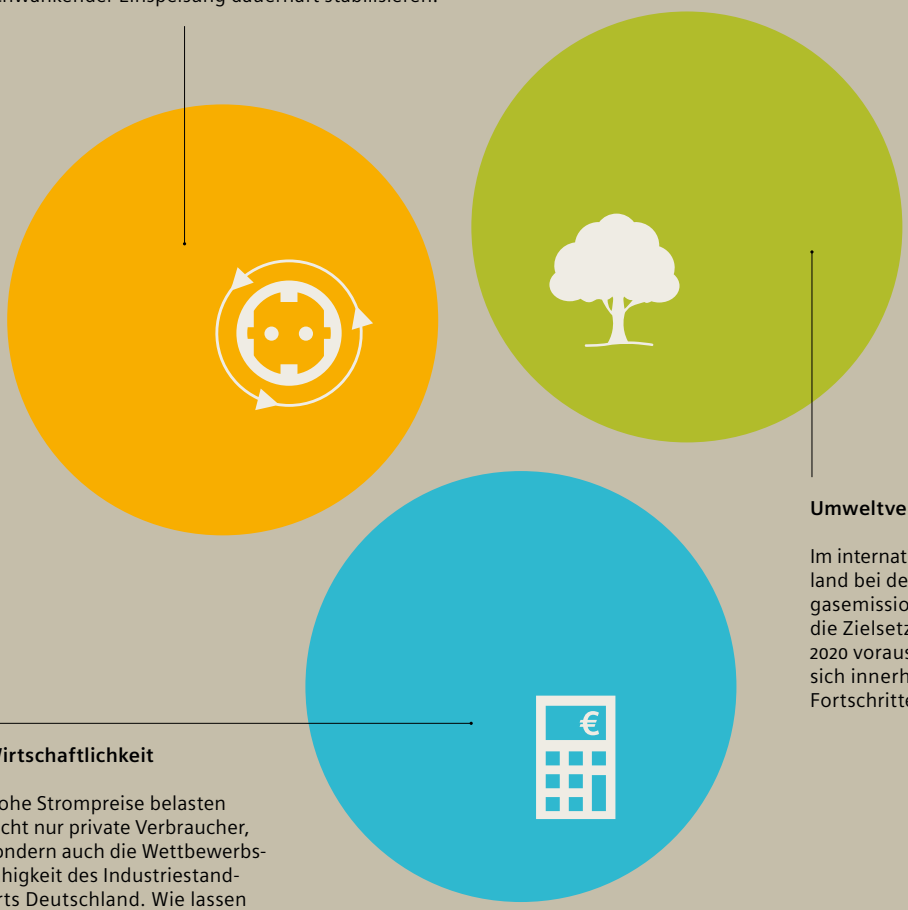
61 PJ: Petajoule, 10^{15} Joule

3. Ergebnisse und Fallbeispiele im Einzelnen

Wie Deutschland von der Übertragung profitieren kann

Versorgungssicherheit

Bisher weist Deutschland eine vorbildliche Versorgungssicherheit mit Strom auf. Künftig wird jedoch mehr Strom aus Solar- und Windkraftwerken in die Netze fließen. Wie lassen sich die Stromnetze bei schwankender Einspeisung dauerhaft stabilisieren?



Umweltverträglichkeit

Im internationalen Vergleich steht Deutschland bei der Verringerung der Treibhausgasemissionen gut da. Dennoch wird die Zielsetzung der Bundesregierung für 2020 voraussichtlich verfehlt. Wie lassen sich innerhalb weniger Jahre signifikante Fortschritte erzielen?

Wirtschaftlichkeit

Hohe Strompreise belasten nicht nur private Verbraucher, sondern auch die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland. Wie lassen sich mehr Klimaschutz und Versorgungssicherheit zu vertretbaren Kosten erreichen?

Energiewirtschaftliches Dreieck

3. Ergebnisse

Konsequent umgesetzt, können die Konzepte und Vorgehensweisen aus den Fallbeispielen einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der für 2020 gesteckten Ziele der Energiewende leisten. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind elf der betrachteten Maßnahmen attraktiv, während fünf unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht attraktiv erscheinen[62]. Für vier Maßnahmen lässt sich die wirtschaftliche Attraktivität bis 2020 nicht verlässlich ermitteln[63].

Derzeit besteht eine Lücke von circa 110 Mt **CO_2-Emissionen** zwischen den im Referenzpfad für 2020 angenommenen Emissionen von 850 Mt CO_2 (siehe Kapitel 2)[64] und den 740 Mt **CO_2-Emissionen**, die sich aus dem 40 %-Reduzierungsziel der Bundesregierung ergeben. Diese Lücke könnte allein durch Umsetzung der elf volkswirtschaftlich vorteilhaften Fallbeispiele um circa 25 Mt CO_2 verkleinert werden. Bei Umsetzung aller, also auch der aus heutiger Sicht volkswirtschaftlich weniger attraktiven Maßnahmen, könnten maximal circa 60 Mt CO_2 eingespart und die Lücke zwischen Referenzpfad und 40 %-Ziel so um maximal circa 55 % verringert werden[65].

Mit neuen Marktansätzen, wie der Schaffung eines **Markts** für temporäre Nachfragereduzierung oder der Auktionierung von erneuerbaren Energien, könnten im Jahr 2020 Einsparungen von 1,2 Mrd. EUR erzielt werden. Weitere 6,7 Mrd. EUR Einsparungen könnten im Jahr 2020 durch volkswirtschaftlich attraktive Maßnahmen realisiert werden (Investitionskosten bis 2020 70 Mrd. EUR). Durch Maßnahmen, die im gegenwärtigen Umfeld nicht direkt wirtschaftlich attraktiv sind, könnten im Jahr 2020 zudem weitere 6,6 Mrd. EUR an Einsparungen realisiert werden (Investitionskosten bis 2020 circa 50 Mrd. EUR)[66]. Insgesamt könnten durch die Umsetzung aller Maßnahmen im Jahr 2020 bis zu 14,5 Mrd. EUR[67] eingespart werden, bei Investitionskosten bis 2020 von circa 120 Mrd. EUR.

14,5 Mrd. EUR
Einsparpotenzial im Jahr 2020

Zusätzlich tragen die Maßnahmen zum Erhalt des momentan hohen Niveaus der **Versorgungssicherheit** bei. So könnte zum Beispiel allein durch die Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage die Nachfrage nach Spitzenlast um circa 2 GW reduziert werden. Das entspricht der Kapazität von zwei großen Kraftwerken.

Stromerzeugung

Industrielle Abwärme lässt sich bei genügend hohen Temperaturen zur Stromerzeugung nutzen. Der konsequente Einsatz dieser Technologie, die in Deutschland bisher nur vereinzelt zum Einsatz kommt, wurde beispielhaft für die Glas- und Zementproduktion untersucht. Allein in diesen beiden Sektoren könnten durch Nutzung der Abwärme bis zu 2 TWh Strom pro Jahr erzeugt werden.

Der weitere Ausbau von hocheffizienten kombinierten Gas- und Dampfkraftwerken (GuD-Kraftwerke), wie sie auch in Deutschland in der jüngeren Vergangenheit installiert wurden, könnte zum einen die nötige Reserve-Erzeugung für den Ausbau volatiler erneuerbarer Energien sicherstellen[68]. Zum anderen könnte eine Forcierung der Gaskraft, zum Beispiel durch die Einführung einer europäischen Preisschranke für CO_2-Emissionszertifikate von 36 EUR/t, bis 2020 eine Senkung der deutschen CO_2-Emissionen um circa 14 Mt CO_2 ermöglichen. Würden die Gaspreise in Europa bis 2020 um 25 % sinken, würde der Strom-Großhandelspreis um circa 10 % gegenüber dem Referenzpfad sinken. Zudem würden die CO_2-Emissionen allein durch den stärkeren Einsatz von Gas in der Stromerzeugung um circa weitere 20 Mt reduziert werden[69].

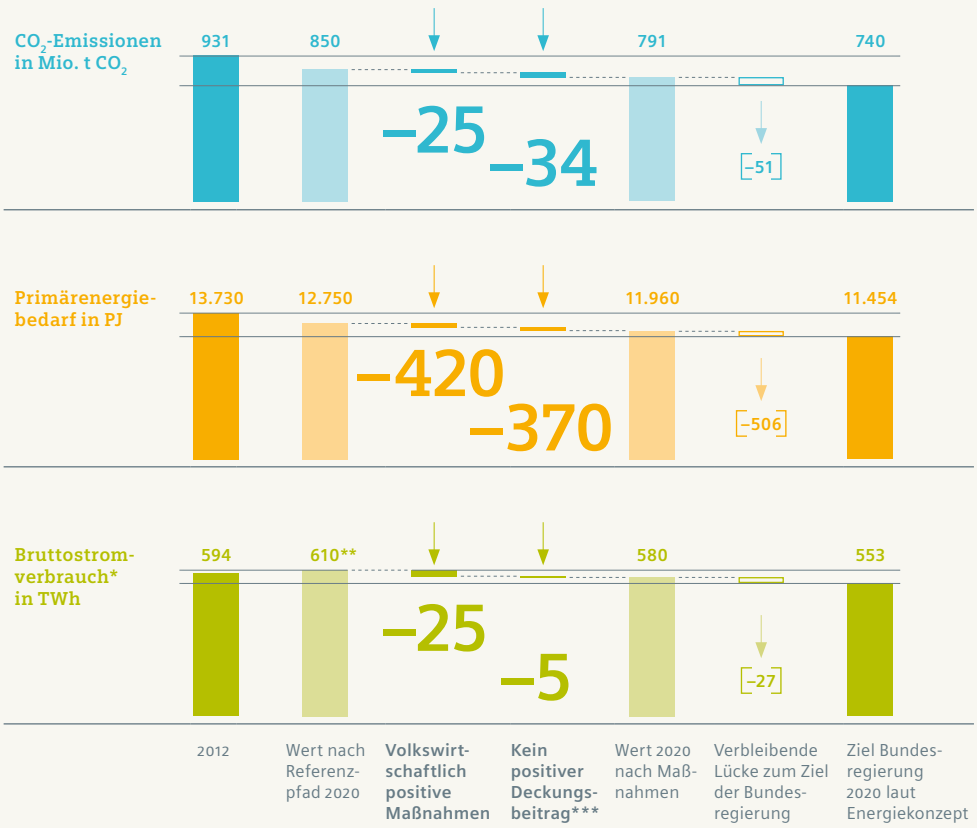
Dezentrale Erzeugungsmaßnahmen, wie sie in manchen Städten und Regionen Deutschlands schon pilotiert werden, könnten zudem die Erzeugung aus erneuerbaren Energien um circa 30 TWh pro Jahr erhöhen[70]. Gegenüber dem Referenzpfad könnten die CO_2-Emissionen hierdurch um circa 14 Mt zurückgehen. Bedingt durch die derzeit und bis 2020 noch höheren Erzeugungskosten erneuerbarer Energien würde dies allerdings aus volkswirtschaftlicher Perspektive Zusatzkosten von 1,2 Mrd. EUR im Jahr 2020 mit sich bringen.

Verteilung oder Balancierung von Angebot und Nachfrage

Die Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland ließe sich durch verschiedene Ansätze stärken. So könnten marktseitige Elemente Angebot und Nachfrage besser ausbalancieren, zum Beispiel durch die Einrichtung von Märkten für temporäre Nachfragereduzierung nach dem Beispiel aus den USA.

Ein weiterer Ansatz ist ein beschleunigter Ausbau der Netze. Andere Regionen zeigen, wie die Netzinfrastruktur schneller ausgebaut werden kann: China kann die Erweiterung seines Hochspannungsnetzes auch aufgrund anderer Rahmenbedingungen einfacher forcieren. Ansätze aus Dänemark und seit Kurzem auch aus Deutschland zeigen, dass der Netzausbau durch alternative Konzepte, wie das aktive Einbinden von Bürgern oder die Verwendung von Erdkabeln[71], beschleunigt werden kann.

Stromspeicher können voraussichtlich mittelfristig eine Rolle in der Stabilisierung der Netzinfrastruktur übernehmen; sie sind nach aktuellen Erkenntnissen bis 2020 für diese Anwendungen aber volkswirtschaftlich noch nicht attraktiv.



* Fallbeispiele und Maßnahmen, die zu einer Änderung des Strommix führen, den Verbrauch aber nicht senken, wie zum Beispiel vermehrter Einsatz industrieller KWK, haben keine Auswirkungen auf den Bruttostromverbrauch
** Annahme: Verhältnis Brutto- zu Nettostromverbrauch verbleibt auf Niveau von 2012
*** Maßnahmen, die aus volkswirtschaftlicher Sicht Mehrkosten verursachen, zum Beispiel nachhaltige Regionalkonzepte: dezentrale Erzeugung und vermehrter Einsatz moderner kombinierter Gas- und Dampfkraftwerke

Quelle: Eurostat; Umweltbundesamt; Energiekonzept der Bundesregierung (September 2010); Studienergebnisse; McKinsey

Schaubild 3: CO_2-Emissionen, Primärenergiebedarf und Bruttostromerzeugung 2012 und 2020 nach Referenzpfad sowie Reduzierungspotenzial im Jahr 2020 durch Umsetzung der Fallbeispiele

Steigerung der Energieeffizienz

Würden die bisher nur teilweise oder gar nicht adressierten Energieeffizienzmaßnahmen in Industrie, Gebäuden/Haushalten und Verkehr umgesetzt, könnten die CO_2-Emissionen Deutschlands 2020 gegenüber dem Referenzpfad um 24 Mt und damit um 3 % der erwarteten Emissionen im Referenzszenario sinken. Bei Realisierung dieser Maßnahmen würde zudem der Primärenergiebedarf um circa 400 PJ im Jahr 2020 reduziert; dies entspräche einem Rückgang gegenüber dem Referenzpfad von ebenfalls 3 % im Jahr 2020. Damit einhergehend würde der Bruttostrombedarf um bis zu 15 TWh gegenüber dem Referenzpfad sinken; der Gesamtstrombedarf Deutschlands ginge somit um 2,5 % zurück.

Die konsequente Steigerung der Effizienz von Antrieben in der **Industrie** weist ein großes Potenzial auf. Allein die Umrüstung der Antriebe, die sich bereits nach drei Jahren durch eingesparte Energiekosten rechnet, könnte den Stromverbrauch bis 2020 um knapp 6 TWh verringern. Berücksichtigt man auch Antriebssysteme mit Amortisationszeiträumen zwischen drei und zehn Jahren, ergibt sich ein zusätzliches Einsparpotenzial von 5 TWh.

Verbesserungen in der Fertigung ermöglichen weitere Einsparungen: Durch neuartige Stahlfertigungsprozesse könnten bis 2020 circa 20 PJ Primärenergie eingespart werden. Diese Maßnahme weist im aktuellen Marktumfeld jedoch lange Amortisationszeiträume von knapp über zehn Jahren auf.

Die energetische Sanierung von **Gebäuden**, mehr Wärmepumpen und effizientere Weiße Ware könnten die CO_2-Emissionen im Jahr 2020 um circa 13 Mt und den Primärenergieverbrauch um circa 240 PJ gegenüber dem Referenzpfad reduzieren. Der Stromverbrauch würde sich durch diese drei Maßnahmen um circa 4 TWh verringern. Während energetische Sanierungen von Gebäuden aus volkswirtschaftlicher Sicht attraktiv sind, gilt dies beim Austausch von Weißer Ware nur für wenige Gerätetypen. Auch bei Wärmepumpen zeigt sich eine Differenzierung: Aus volkswirtschaftlicher Sicht und bei aktuellen Rahmenbedingungen sind Wärmepumpen durch den im Mittel höheren Heizbedarf pro Quadratmeter in Bestandsgebäuden volkswirtschaftlich attraktiv, in Neubauten im Durchschnitt jedoch nicht[72].

Maßnahmen zur Effizienzsteigerung in der **Verkehrsinfrastruktur** könnten bis 2020 zu einer Verringerung der CO_2-Emissionen um circa 5 Mt führen. Die betrachteten Fallbeispiele optimieren innerstädtische Verkehrsflüsse, erhöhen den Anteil des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und tauschen bestehende Straßenleuchten und Ampeln durch LED[73]-Systeme aus. So ließen sich zum Beispiel durch den konsequenten Ersatz konventioneller Straßenleuchten durch LEDs im Jahr 2020 knapp 2 TWh Strom einsparen.

62 Aus volkswirtschaftlicher Perspektive wird ein interner Zinsfuß eines Fallbeispiels von 4% als noch attraktiv gewertet. Interne Zinsfüße kleiner als 4% gelten damit als nicht attraktiv

63 Zum Beispiel noch in der Entwicklung befindliche Stromspeichertechnologien

64 Basierend auf einem mittleren Wert der Senkung der CO_2-Emissionen 2020 von 31% gegenüber 1990 (in den Kapiteln 1 und 2 wurde eine Spanne von 30 bis 33% angegeben)

65 60 Mt ist die Summe der Vermeidungspotenziale aller Maßnahmen inklusive des Ausbaus hocheffizienter Gas- und Dampfkraftwerke und nachhaltiger Regionalkonzepte. Letztere können jeweils 14 Mt CO_2 und damit zusammen 28 Mt CO_2 einsparen, sind jedoch nicht zu 100% additiv zu den übrigen 31 Mt CO_2. Die circa 20 Mt CO_2-Einsparungen in Deutschland, die sich durch einen um 25% niedrigeren Gaspreis einstellen würden, sind in den 60 Mt nicht berücksichtigt

66 Aufgrund unterschiedlich langer Lebensdauern der betrachteten Maßnahmen kann es sein, dass eine Maßnahme einer bestimmten wirtschaftlichen Attraktivität (das heißt eines bestimmten internen Zinsfußes) höhere Investitionskosten und kleinere Einsparungen aufweist als eine wirtschaftlich weniger attraktive Maßnahme (das heißt mit geringerem internen Zinsfuß). Aufgrund dessen scheinen die volkswirtschaftlich attraktiven Maßnahmen insgesamt ein ungünstigeres Verhältnis von Investitionen zu Einsparungen aufzuweisen als die als volkswirtschaftlich weniger attraktiv eingestuften Maßnahmen

67 Maßnahmen, die volkswirtschaftliche Mehrkosten verursachen, wie nachhaltige Regionalkonzepte, sind hier nicht berücksichtigt

68 Moderne Gaskraftwerke weisen allgemein kurze Anlauf- und Abschaltzeiten von 30 bis 45 Min. auf. Damit können sie flexibel auf Nachfrage- oder Angebotsschwankungen reagieren, wie sie zum Beispiel durch sich ändernde Windgeschwindigkeiten entstehen

69 Die CO_2-Einsparungen von 20 Mt sind nicht in den weiter oben im Text erwähnten Einsparungen von maximal 60 Mt inkludiert

70 Steigerung der Stromerzeugung aus Solar um circa 10 TWh, aus Wind um 14 TWh und aus Biomasse um 7 TWh jährlich. Die Berechnungen basieren auf den Planungen des Fallbeispiels Leutkirch (http://www.nachhaltige-stadt-leutkirch.de/) sowie der Differenz zum Referenzpfad

71 Erdkabel sind im Durchschnitt teurer als Überlandleitungen: Bei Hochspannungsleitungen in ländlichen Gebieten wird von einem Faktor 2,4 bis 4 ausgegangen. Vgl. H. Brakelmann: Priorität für Erdkabel beim Ausbau der Stromnetze in Schleswig-Holstein. Schleswig-Holsteinischer Landtag, Umdruck 16/972 (2006)

72 Eine relative Verbilligung des Strompreises vor allem gegenüber dem Gaspreis würde die wirtschaftliche Attraktivität von Wärmepumpen erhöhen. So würde ein relativer Anstieg des Gaspreises gegenüber dem Strompreis um circa 15% den internen Zinsfuß von circa 2 auf circa 5% anheben

73 LED: Light Emitting Diode. LEDs sind Halbleiterelemente, die Strom im Vergleich zu Glühbirnen oder Gasentladungslampen unter geringer Wärmeerzeugung in einen Lichtfluss umwandeln

20 Fallbeispiele im Einzelnen

Die Struktur dieses Kapitels orientiert sich an den drei Kategorien:

- Stromerzeugung
- Verteilung oder Balancierung von Angebot und Nachfrage
- Steigerung der Energieeffizienz

Innerhalb dieser Kategorien wurden die Fallbeispiele nach Wirtschaftlichkeit sortiert. Im Bereich Energieeffizienz wurden die Beispiele aus den Bereichen Industrie, Gebäude und Verkehr geclustert.

Jedes der in der Mehrzahl internationalen Fallbeispiele wird zunächst mit seinem Hintergrund vorgestellt und anschließend hinsichtlich Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit auf Deutschland übertragen

Umweltverträglichkeit	Wirtschaftlichkeit	Versorgungssicherheit
Betrachtet die Auswirkung des Fallbeispiels auf die deutschen CO_2-Emissionen	Untersucht die wirtschaftliche Attraktivität eines Fallbeispiels, etwa nach wie viel Jahren sich die Investition ausgezahlt hat	Untersucht, ob die Versorgung, vor allem mit Strom, nach Umsetzung des Fallbeispiels besser oder schlechter gewährleistet werden kann

Stromerzeugung

Fallbeispiel **a**

Abwärmeverstromung in der Zement- und Glasindustrie

Verschiedene Industrien produzieren im Rahmen ihrer Fertigung Abwärme mit Temperaturen von circa 300 Grad Celsius und höher. Diese kann genutzt werden, um Strom zu erzeugen. Im Allgemeinen erzeugt die Abwärme dazu über einen Wärmetauscher Dampf in einem neuen Wasser-Dampf-Kreislauf. Dieser Dampf wird über eine Dampfturbine expandiert und erzeugt Strom. Die Verstromung von Abwärme kann als klimaneutral, das heißt frei von CO_2-Emissionen, betrachtet werden, da sie ein Abfallprodukt nutzt, das anderenfalls ungenutzt in die Umwelt abgeleitet würde. Damit verringert die Abwärmeverstromung auch die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern.

In China und Indien ist die Abwärmeverstromung zum Beispiel im Zementsektor aufgrund regulatorischer Vorschriften weit verbreitet[74]. Hier wurden in den vergangenen Jahren knapp 30 Zementwerke mit entsprechenden Technologien ausgestattet oder werden aktuell umgerüstet[75]. In der Glasindustrie wurde die Abwärmeverstromung bisher in einigen wenigen Werken in Deutschland und Osteuropa getestet[76].

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: In Deutschland bestehen in der Zementindustrie wie in der Glasindustrie Potenziale für eine zusätzliche Verstromung von Abwärme. Es wird angenommen, dass die in Deutschland infrage kommenden Zementwerke und Glasschmelzen[77] entsprechend umgerüstet werden.

Umweltverträglichkeit: Mit der Umrüstung auf die Abwärmeverstromung könnte Deutschland im Jahr 2020 rund 2 TWh Strom klimaneutral aus Abwärme gewinnen. Dies würde die CO_2-Emissionen im Jahr 2020 um circa 1 Mt reduzieren.

Wirtschaftlichkeit: Um dieses Potenzial zu realisieren, müssten die Anlagen aufgerüstet werden. Für die Installation von Wärmetauschern, Dampfturbinen sowie aller unterstützenden Einrichtungen würden bis 2020 Investitionen in Höhe von circa 750 Mio. EUR anfallen. Durch die Vermeidung von Strombezug aus dem Netz ließen sich im Jahr 2020 circa 270 Mio. EUR einsparen[78]. Unter der Annahme einer Nutzungsdauer der neu installierten Anlagen von 20 Jahren ergäbe sich im Jahr 2020 ein interner Zinsfuß von durchschnittlich 33 %, das heißt eine Amortisationszeit von circa drei Jahren. Diese ist, aufgrund der bis dahin gestiegenen Strompreise, niedriger als der heutige Wert, weswegen die Abwärmeverstromung insgesamt attraktiver wird.

Versorgungssicherheit: Die Übertragung dieses Fallbeispiels hätte keine direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Deutschland. Indirekt würde sich jedoch ein positiver Effekt einstellen, da das Stromnetz durch einen verminderten Strombezug entlastet würde.

Rahmenbedingungen: Das Potenzial erscheint realisierbar, wenn die Unternehmen die Amortisationszeit als attraktiv bewerten. In der Glasindustrie sorgt zudem der technologische Fortschritt für steigende Attraktivität. Mittlerweile lässt sich besser verhindern, dass durch die Abwärmenutzung Verwirbelungen entstehen, welche die Glasqualität beeinträchtigen.

Ca. **1 Mt CO_2** Einsparungen im Jahr 2020	Durchschnittlich **33 %** interner Zinsfuß	Geringe Auswirkungen

74 In China werden neue Zementwerke nur genehmigt, wenn sie mit einer Wärmerückgewinnungsanlage ausgestattet sind. Zusätzlich wird diese Technologie mit bis zu 10 % der Investitionskosten gefördert. In Indien sind Zementwerke gesetzlich verpflichtet, 10 % ihres Energieverbrauchs durch erneuerbare Energien oder Abwärmeverstromung zu decken – letztere Variante ist häufig kostengünstiger

75 Global Cement Directory (2010)

76 Hauptgrund für die geringere Verbreitung im Bereich der Glasindustrie ist, dass die Abwärme großteils über dem Schmelzbecken entsteht. Vorrichtungen zur Nutzung der Abwärme müssen sicherstellen, dass im Becken keine Verwirbelungen entstehen, da dies die Glasqualität negativ beeinflussen kann. Verfahren, die dies gewährleisten, wurden in den vergangenen Jahren zur Reife geführt

77 Bezüglich der Zementwerke wurde angenommen, dass alle südlich von Hannover gelegenen Zementwerke (entspricht circa 75 % der deutschen Zementproduktion) mit Vorrichtungen zur Abwärmenutzung ausgestattet werden können. Nördlich von Hannover wird die Abwärme bereits zur Vortrocknung der Rohmaterialien benötigt und kann nicht mehr für die Verstromung genutzt werden. Bezüglich der Glaswerke wurde angenommen, dass alle deutschen Glasschmelzen mit einer Jahresproduktion von 7,5 Mio. t (Quelle: Bundesverband der Glasindustrie, 2011) mit Vorrichtungen zur Abwärmeverstromung ausgerüstet werden können

78 Berechnet gegenüber Industriestrompreis 2020 ohne Steuern. Da die Betrachtung in dieser Studie rein volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten folgt, sind in den Strompreisbetrachtungen die Steuern stets exkludiert

Fallbeispiel **b**

Auktionierungsmechanismen für Windparkprojekte

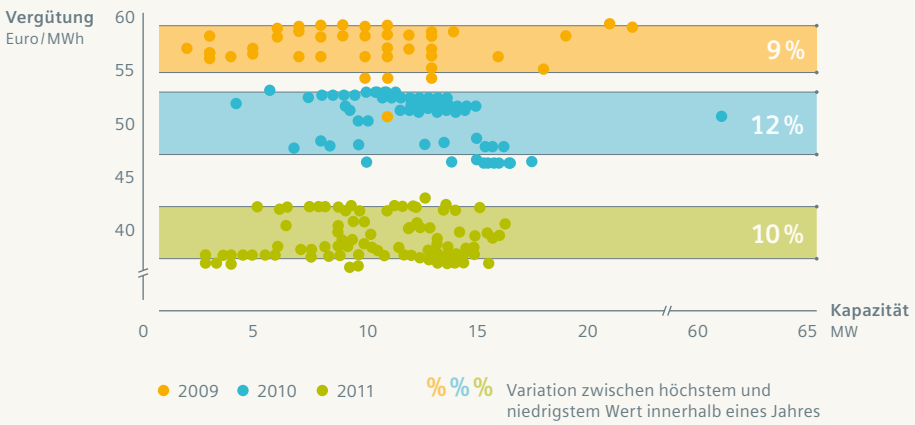
Der Ausbau erneuerbarer Energien kommt in Deutschland stetig voran. Haupttreiber ist die sichere Vergütung über die Umlage zur Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien (EEG-Umlage). Sie finanziert eine festgelegte, über dem Marktpreis liegende Einspeisevergütung für die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, zum Beispiel Solar- und Windparks. Wie in Kapitel 1 erwähnt, wurde die EEG-Umlage aufgrund des starken Wachstums der erneuerbaren Energien für Haushalte von 3,6 ct/kWh im Jahr 2012 auf 5,3 ct/kWh im Jahr 2013 angehoben. Dies entspricht einer Erhöhung von knapp 50 %. Nach aktuellen Prognosen werden die Kosten der Energiewende in Deutschland bis 2020 weiter auf circa 29 Mrd. EUR pro Jahr steigen (von circa 13,5 Mrd. EUR 2011). Ursache sind vor allem die Zusatzkosten für erneuerbare Energien.

5,3 ct/kWh
2013

3,6 ct/kWh
2012

Anstieg EEG-Umlage

Eine Möglichkeit, den Kostenanstieg zu drosseln, ist eine Anpassung der Förderung bestimmter erneuerbarer Energien, zum Beispiel durch Auktionierung von Windparkprojekten, wie sie in Brasilien oder Dänemark in den vergangenen Jahren durchgeführt wurde. Dort wurden solche Projekte an den Investor vergeben, der die niedrigste Einspeisevergütung verlangt. Im Gegensatz zu einer vom Gesetzgeber festgesetzten Vergütung kann so zum einen erreicht werden, dass sinkende Kosten, zum Beispiel im Anlagenbau, schneller zu sinkenden Einspeisevergütungen führen. Zum anderen können die Standortfaktoren besser berücksichtigt werden. So kommen etwa Windparks an sehr guten Windstandorten mit einer geringeren Vergütung aus. Im brasilianischen Fallbeispiel variierten die Einspeisegarantien zwischen verschiedenen Projekten eines Jahres um circa 10 % (siehe Schaubild 4)[79]. In jedem Fall ist bei den Auktionen ein hinreichender Wettbewerb sicherzustellen.



Quelle: ANEEL; Capacidade de Geração do Brasil (2012); McKinsey

Schaubild 4: Entwicklung zugesicherter Vergütung versteigerter Windprojekte in Brasilien, 2009–2011

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: Es wurde angenommen, dass Deutschland für Offshore- und Onshore-Windparkprojekte Auktionierungen analog zum brasilianischen Fallbeispiel einführt. Die über Auktionierungen realisierten Vergütungen wurden der Entwicklung der Einspeisevergütung bis 2020 gegenübergestellt[80] und es wurde errechnet, welche Auswirkungen dies bis 2020 auf die zu leistenden Vergütungen hätte. Photovoltaikanlagen wurden in dieser Analyse nicht betrachtet, da die Einführung von Auktionierungsverfahren in diesem von sehr kleinen Anlagen dominierten Markt nicht praktikabel erscheint[81].

Umweltverträglichkeit: Unter der Annahme, dass die ohnehin gebauten Anlagen nur anders gefördert würden, hätten Auktionierungsmechanismen keinen direkten Einfluss auf die Umweltverträglichkeit.

Wirtschaftlichkeit: Bei einer Vermeidung der regional bedingten Über- beziehungsweise Unterförderungen könnten sich 2020 die Einspeisetarife für Offshore-Windenergie durchschnittlich um circa 5 bis 10 % und für Onshore-Windenergie um circa 10 % reduzieren lassen. Damit könnten im Jahr 2020 Einsparungen von circa 0,7 Mrd. EUR realisiert werden.

Versorgungssicherheit: Analog zum Thema Umweltverträglichkeit hätte die Änderung des Vergütungsmechanismus keine direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

Rahmenbedingungen: Für eine erfolgreiche Umsetzung von Auktionierungsmechanismen müsste zum einen ein hinreichend großer Wettbewerb bei den Auktionen sichergestellt werden. Zum anderen müsste geklärt werden, welche Instanz die im Vorfeld der Auktionierung bei allen Bietern anfallenden Projekt- und Planungskosten letztlich übernimmt. Dänemark zeigt einen möglichen Weg: Dort trägt der Gewinner der Auktion die Kosten der Vorentwicklung[82]. Die Projekte sollten zudem eine Mindestgröße haben, um den organisatorischen Aufwand einer Auktionierung zu rechtfertigen. Dies würde kleinere Onshore-Windparks von dem Modell ausschließen.

Keine direkte Auswirkung	Ca. **0,7 Mrd. EUR** Einsparungen durch Reduzierung benötigter Förderung	Keine direkte Auswirkung

79 ANEEL: Capacidade de Geração do Brasil (2012). Die größeren Kostenunterschiede zwischen den Jahren sind auf Kostendegressionen von Material und Lerneffekte im Windparkbau zurückzuführen

80 Einspeisetarife Januar 2013: Offshore-Wind 150 EUR/MWh, Onshore-Wind 88 bis 95 EUR/MWh (höherer Wert enthält System-Service-Bonus)

81 So waren die im August 2012 installierten 30 GW Solarkapazität auf 1,2 Mio. Anlagen verteilt, was einer Durchschnittsgröße von nur 25 kW entspricht (Quelle: Bundesverband Solarwirtschaft, statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche, September 2012). Demgegenüber hat eine einzelne Windkraftanlage Kapazitäten zwischen circa 1 MW (onshore) und bis zu 10 MW (offshore)

82 Die Höhe der Entwicklungskosten ist bereits vor der Auktionierung bekannt. So wissen die Bieter vorab, welche zusätzlichen Kosten sie hierfür einplanen müssen

Fallbeispiel **c**

Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke

Gas ist der »sauberste« der fossilen Energieträger. Bei der Stromerzeugung verursacht eine gegebene Energiemenge Gas nur knapp halb so viele CO_2-Emissionen wie Steinkohle[83]. In Deutschland ist Gas nicht nur beim Heizen weit verbreitet – circa 50 % der Gebäude werden hierzulande damit beheizt[84]. Mit einem Anteil von 14 % an der deutschen Stromerzeugung (2011) spielt die Gaskraft auch hier eine wichtige Rolle[85].

Gas kann auf zwei Arten zur Stromerzeugung genutzt werden: Ein Weg ist die direkte Zündung eines Gas-Luft-Gemischs und dessen Expansion über eine Gasturbine. Beim anderen Weg wird die beim Verbrennen entstehende Energie mittels Wärmetauscher auf einen Wasser-Dampf-Kreislauf übertragen, der eine Dampfturbine antreibt. Moderne Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerke) kombinieren beide Ansätze. Mit Werten von 60 % und mehr erreichen sie die höchste Effizienz aller konventionellen Kraftwerke. Das GuD-Kraftwerk im bayerischen Irsching produziert zum Beispiel mit einem Wirkungsgrad von 60,75 %[86]. GuD-Kraftwerke emittieren je erzeugte Kilowattstunde Strom 50 % weniger CO_2 als andere Kraftwerkstypen[87].

60,75 %
Wirkungsgrad
GuD-Kraftwerk Irsching

Mit einer Kraft-Wärme-Kopplung lässt sich der Primärenergieträger Gas in einem GuD-Kraftwerk noch effektiver nutzen: Dabei wird die im Dampfkreislauf entstehende Abwärme für industrielle Prozesse oder über ein Fernwärmenetz zur Gebäudeheizung verwendet.

Im Zuge des Ausbaus erneuerbarer Energien schwanken die eingespeisten Strommengen von Wind- und Solarkraftwerken in Abhängigkeit von Tageszeiten und Wetterlagen. Gaskraftwerke können das Ausbalancieren von

Angebot und Nachfrage unterstützen. Im Vergleich zu Kohlekraftwerken sind sie deutlich flexibler; Stand der Technik sind Anlauf- und Abschaltzeiten von 30 bis 45 Min.

Im aktuellen Marktumfeld und Marktregime sind sowohl die Betriebskosten als auch die Stromgestehungskosten[88] für Kohlekraftwerke in Deutschland geringer als für Gaskraftwerke. Dies hat im Referenzpfad auch bis 2020 weiter Bestand[89]. Die Stromerzeugung aus Gas ist jedoch aufgrund der geringen Emissionen und der hohen Flexibilität der Anlagen ein wichtiges Element im Strommarktsystem. Verschiedene internationale Beispiele zeigen, wie Gaskraftwerke relativ zu anderen Erzeugungsarten attraktiver werden können.

- Ein höherer Preis für CO_2, zum Beispiel durch eine **CO_2-Preisschranke**, würde Gaskraftwerke in Relation zu Kohlekraftwerken attraktiver machen. Eine CO_2-Preisschranke setzt einen Mindestpreis für CO_2-Emissionsrechte, der von allen Marktteilnehmern gezahlt werden muss.

- Die USA zeigen, dass die Gaspreise in kurzer Zeit deutlich sinken können, was unter anderem weitreichende Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit verschiedener Erzeugungsformen hat. In den USA ist diese Entwicklung durch die Erschließung von Schiefergasvorkommen bedingt. In diesem Fallbeispiel wird analysiert, welche Auswirkungen eine **Gaspreissenkung** von 25 % auf den europäischen Strommarkt hätte.

- Mit dem Einrichten und Durchsetzen von Kapazitätsmärkten ließe sich eine laufzeitunabhängige Komponente in die Vergütung bringen. Dabei würden auch vorgehaltene Kapazitäten zur Netzstabilisierung vergütet.

Im Folgenden werden die Auswirkungen einer CO_2-Preisschranke und niedrigerer Gaspreise hinsichtlich der Präsenz der Stromerzeugung aus Gaskraft in Deutschland und des deutschen Strommarkts im Allgemeinen analysiert.

Fallbeispiel c1: CO_2-Preisschranke Großbritannien

Großbritannien praktiziert bereits eine CO_2-Preisschranke: Dort wurde im April 2013 eine CO_2-Preisschranke von aktuell 18,70 EUR/t CO_2 etabliert, mit einem Zielwert für 2020 von 36 EUR/t CO_2[90]. Ziel ist es, die Marktposition von GuD-Kraftwerken zu fördern, um die Klimaschutzziele besser zu erreichen.

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: Im Rahmen des Übertrags auf Deutschland wurde analog zum Zielwert Großbritanniens für das Jahr 2020 EU-weit eine CO_2-Preisschranke von 36 EUR/t CO_2 etabliert und in einem Strommarktmodell modelliert. Da Gaskraftwerke vergleichsweise weniger CO_2 als Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke ausstoßen und somit weniger CO_2-Zertifikate erwerben müssen, steigen die Kosten für Gas in einem geringeren Umfang als für Kohle.

Umweltverträglichkeit: Gegenüber dem Referenzfall mit einem CO_2-Preis von 17 EUR/t CO_2 würde eine europäische CO_2-Preisschranke von 36 EUR/t CO_2 im Jahr 2020 den Gaskraftanteil an der Stromerzeugung in Deutschland 2020 um 9 TWh erhöhen. Gleichzeitig würde die Stromerzeugung aus Braunkohle und Steinkohle um 20 TWh sinken. Die Differenz in der Stromerzeugung würde aus Nachbarländern importiert. Insgesamt würde dies zu Emissionsreduzierungen von 14 Mt CO_2 im Jahr 2020 führen.

Wirtschaftlichkeit: Höhere Brennstoffkosten bei Gas im Vergleich zu Kohle und die Einführung der CO_2-Preisschranke[91] würden die volkswirtschaftlichen Kosten um 8,3 Mrd. EUR im Jahr 2020 erhöhen[92]. Aufgrund des eher moderaten Anstiegs der Gaserzeugung bis 2020 ist zu erwarten, dass bestehende Kraftwerke häufiger genutzt würden und der Ausbau neuer Kraftwerke nur in geringem Umfang notwendig wäre.

Versorgungssicherheit: Die Steigerung der Attraktivität von Gas zur Stromerzeugung würde Anreize zum mittelfristigen Aufbau zusätzlicher Gaskraftwerkskapazitäten schaffen. Aufgrund ihrer kurzen Anlauf- und Abschaltzeiten würden diese die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks erhöhen und so die Versorgungssicherheit in Deutschland verbessern.

Rahmenbedingungen: Im Markt für CO_2-Emissionszertifikate liegt der Preis derzeit (Ende April 2013) bei unter 4 EUR/t CO_2[93]. Um Maßnahmen zur Reduzierung von CO_2-Emissionen, zum Beispiel mit Gas befeuerte Kraftwerke, attraktiver zu machen, müsste eine deutliche Verknappung von CO_2-Zertifikaten beziehungsweise eine regulatorische Änderung des Preissetzungsmechanismus erfolgen. Ein Ansatz wäre die Einführung einer CO_2-Preisschranke auf europäischer Ebene. Bliebe eine CO_2-Preisschranke auf Deutschland beschränkt, würde dies zu einer »carbon leakage« führen, das heißt, Teile der Stromerzeugung würden aufgrund der guten Netzverbindungen zu den Nachbarländern abwandern: So sänken zwar die CO_2-Emissionen Deutschlands im Jahr 2020 um circa 54 Mt, die Stromimporte aus Nachbarländern würden jedoch, einhergehend mit den CO_2-Emissionen, steigen, so dass circa 50 % der deutschen Emissionsreduzierungen im Ausland anfielen. Vor diesem Hintergrund wäre ein europäisches System erforderlich. Darüber hinaus hinge die Realisierbarkeit ab von den weiteren Auswirkungen einer derartigen CO_2-Preisschranke auf die Wettbewerbsfähigkeit vor allem der energieintensiven deutschen Industrien – hier könnte ein effektiv höherer Preis für Energie zu Nachteilen im globalen Wettbewerb führen.

In Deutschland ca.
14 Mt CO_2
Einsparungen im Jahr 2020

Bei gegenwärtigen Prognosen zum Gaspreis ist eine Steigerung des Strompreises zu erwarten

Tendenziell Verbesserung, da Gaskraftwerke als Absicherung für erneuerbare Energien dienen

Fallbeispiel c2: Niedriger Gaspreis in den USA

Seit Beginn der 2000er-Jahre hat die Förderung von Schiefergas in den USA zu deutlich geringeren Gas- und Strompreisen und damit zu Wettbewerbsvorteilen der USA gegenüber Europa und Asien geführt. Die Förderung von Schiefergas (das heißt von Gas aus Tonstein) in den USA stieg von 2002 bis Ende 2007 etwa um den Faktor 8 auf circa 800 kboed[94], bis Ende 2011 sogar um den Faktor 30 auf 3.000 kboed. Dies hat den Gaspreis in den USA zwischen 2006 und 2011 um die Hälfte fallen lassen, von circa 8 auf 4 USD/mmbtu.

Durch die Schiefergasrevolution könnten die USA mittelfristig von Gasimporten unabhängig werden und dies mindestens bis 2030 bleiben. Die Gaspreise der USA könnten langfristig niedrig bleiben – bei circa 4 bis 5 USD/mmbtu – mit entsprechenden Effekten auf die Stromkosten für die US-Industrie und -Haushalte.

30 %
2012

20 %
2006

Gas-Anteil Stromproduktion USA

Die niedrigen Gaspreise haben im US-Stromsektor zu einer deutlichen Steigerung der Stromproduktion aus Gas geführt. So hat sich der Anteil der Stromproduktion aus Gas von 20 % im Jahr 2006 auf 30 % im Jahr 2012 erhöht, wobei die Stromproduktion aus Gas um 414 TWh gesteigert wurde[95]. Im gleichen Zeitraum sank die Produktion aus Kohlekraft um 12 Prozentpunkte und die CO_2-Emissionen im Stromsektor sanken um 320 Mt CO_2, was einer Reduzierung um 14 % entspricht[96].

Ein vergleichbarer technologisch-wirtschaftlicher Durchbruch bei der Förderung von Öl aus Schiefer und Schiefersanden ist möglich, allerdings im Hinblick auf die Förderkosten und -mengen noch unsicher, da bisher noch nicht genug Erfahrung in der Förderung von Schieferöl vorliegt. Da bei der Förderung von Schieferöl Schiefergas als »associated gas« anfällt, würde eine Ausweitung der Schieferölförderung zu erhöhten Fördervolumina von Schiefergas führen und so einen preisdämpfenden Effekt auf den Gaspreis ausüben. In Kombination mit einer Ausweitung von Tiefseebohrungen könnten Ölpreisszenarien von unter 80 USD/bbl möglich werden[97]. Global sinkende Ölpreise hätten auch einen preisdämpfenden Effekt auf die Gaspreise – insbesondere in Europa, wo sie teilweise an den Ölpreis gekoppelt sind.

Darüber hinaus könnten weitere Ansätze, wie die Gasgewinnung aus Kohleflözen[98], die insbesondere in China vorangetrieben werden, zu einer weiteren Steigerung des Gasangebots und damit zu tendenziell sinkenden Gaspreisen führen.

Übertrag auf Deutschland

In Deutschland und im übrigen Europa spielt die Förderung von Schiefergas[99] zurzeit keine große Rolle. Entsprechende Schiefergasvorkommen existieren zwar, doch die geologischen und geografischen Voraussetzungen sind ungünstiger als in den USA und würden eine Förderung kostspieliger machen. Zudem ist bereits die Erkundung von Schiefergasvorkommen in Politik und Öffentlichkeit umstritten.

28 EUR/MWh
Europa

10 EUR/MWh
USA

Gaspreise Frühjahr 2013

Aktuell (im Frühjahr 2013) liegt der Gaspreis in Europa bei über 28 EUR/MWh (10 USD/mmbtu), während er in den USA bei unter 10 EUR/MWh (4 USD/mmbtu) liegt[100]. Es gibt allerdings verschiedene Szenarien, die zu einem günstigeren Gaspreis in Europa führen könnten.

Das derzeit hohe Gasangebot, gekoppelt mit einer stagnierenden Nachfrage, könnte in Europa zu Preissenkungen führen. So könnte insbesondere das Angebot von Flüssiggas (LNG[101]) weiter steigen, zum Beispiel aus dem Nahen Osten, Nordafrika oder auch aus den USA. Die USA könnten zum Beispiel LNG zu einem Preis von circa 8 USD/mmbtu nach Europa exportieren. Aktuell wird Gas in den USA für weniger als 4 USD/mmbtu gehandelt. Die Kosten für Verflüssigung und Transport von Gas zwischen den USA und Deutschland belaufen sich auf circa 4 USD/mmbtu.

Ein gegenüber heute niedrigerer Ölpreis von unter 80 USD/bbl, der sich zum Beispiel durch die vermehrte Förderung von Schieferöl einstellen könnte, könnte den Gaspreis in Europa senken, da dieser teilweise an den Ölpreis gekoppelt ist.

Eine Förderung von Schiefer- oder Grubengas in Europa wäre zwar teurer als in den USA, könnte jedoch den Gaspreis durch die zusätzliche Angebotsmenge unter den heutigen Preis von circa 10 USD/mmbtu senken.

Ansatz: Bei Bestehenbleiben aller weiteren Parameter wird angenommen, dass der Gaspreis in Europa gegenüber dem Referenzpfad um circa 25 % auf circa 21 EUR/MWh (8 USD/mmbtu) sinkt[102]. Dadurch wird Strom aus Gaskraftwerken gegenüber Strom aus Kohlekraftwerken günstiger, was zu einem erhöhten Anteil der Gaskraft an der Stromerzeugung führt. Dies würde sinkende Strompreise und, wie das Fallbeispiel USA zeigt, geringere CO_2-Emissionen im Stromsektor bewirken.

Umweltverträglichkeit: Durch Gaspreise von circa 21 EUR/MWh anstatt 28 EUR/MWh würden die durch Stromerzeugung bedingten CO_2-Emissionen in Europa um circa 70 Mt (–13 %) und in Deutschland um 20 Mt (–8 %) im Jahr 2020 sinken. Die Verringerung der CO_2-Emissionen in Deutschland ist bedingt durch eine Zunahme der deutschen Stromerzeugung aus Gaskraftwerken und eine Verringerung der Stromerzeugung aus Steinkohle bei gleichzeitiger Steigerung von Importen[103, 104].

Wirtschaftlichkeit: Bei Bestehenbleiben aller weiteren Parameter, insbesondere des übrigen Erzeugungsmix, würden durch die niedrigeren Gaskosten die Börsenpreise in Deutschland 2020 um circa 10 % gegenüber dem Referenzpfad auf 51 EUR/MWh sinken.

Versorgungssicherheit: Durch niedrigere Preise würde Gas attraktiver für die Stromerzeugung und so würden Anreize geschaffen, die bestehenden Gaskraftwerke am Netz zu halten beziehungsweise langfristig auch zusätzliche Gaskapazitäten aufzubauen. Aufgrund ihrer kurzen Anlauf- und Abschaltzeiten erhöhen Gaskraftwerke die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks und tragen so zur Steigerung der Versorgungssicherheit bei. Gleichzeitig müsste der vermehrte Bedarf an Gas voraussichtlich importiert werden.

Rahmenbedingungen und Ergänzung: In der Berechnung wurde der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor bis 2020 konstant gehalten (siehe Referenzpfad). Ein zusätzlicher Ausbau von Gaskraftwerken anstatt von erneuerbaren Energien würde die durchschnittlichen Stromgestehungskosten senken: Unter der Annahme eines Gaspreises von 21 EUR/MWh würden sich die Stromgestehungskosten von Gaskraft (GuD-Technologie) auf circa 60 bis 65 EUR/MWh belaufen. Dem gegenüber stünden Kosten von circa 80 EUR/MWh für Photovoltaik und circa 95 EUR/MWh für Offshore-Wind im Jahr 2020[105].

Langfristig würde auch die Versorgungssicherheit positiv beeinflusst, da neue Gaskraftwerke in der Nähe der abzuschaltenden Kernkraftwerke gebaut werden könnten und die bestehende Infrastruktur effizient nutzen könnten. Dieser ergänzende Ausbau von Gaskraftwerken wurde in obigem Fallbeispiel nicht berücksichtigt und wäre somit ein möglicher zusätzlicher Effekt.

Ca. **20 Mt CO_2**
Einsparungen im Jahr 2020

Um ca. **10 %**
Absenkung des Börsenstrompreises – positiver Einfluss

Verbesserung durch die gestiegene Attraktivität von flexiblen Gaskraftwerken

83 EIA (53 kg CO_2/mmbtu für Gas, 93 bis 104 kg CO_2/mmbtu für verschiedene Kohlearten)

84 Basierend auf einer Heizzusammensetzung von 49 % Erdgas, 29 % Heizöl, 13 % Fernwärme, 6 % Strom und weiteren 3 % aus festen Brennstoffen wie Holz, Kohle und Koks in Deutschland im Jahr 2011. Vgl. Bundesverband der Wasser- und Energiewirtschaft (BDEW): Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland (2011)

85 Bezogen auf die Bruttostromerzeugung. Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)

86 Moderne Steinkohlekraftwerke erreichen eine Effizienz von bis zu 45 %, Braunkohlekraftwerke für gewöhnlich bis zu 43 %. Vgl. Umweltbundesamt: Klimaschutz und Versorgungssicherheit – Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung (2009)

87 Ein modernes Steinkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 45 % emittiert 0,73 kg CO_2/kWh und ein neues Braunkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 43 % circa 0,94 kg CO_2/kWh. Demgegenüber emittiert ein GuD-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 58 % nur 0,35 kg CO_2/kWh. Bei einem Wirkungsgrad von 60,75 % weist das GuD-Kraftwerk Irsching spezifische Emissionen von 0,34 kg CO_2/kWh auf. Vgl. Umweltbundesamt: Klimaschutz und Versorgungssicherheit – Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung (2009); Werte für Irsching: Siemens

88 Die Stromgestehungskosten schließen neben den Betriebskosten die über die Lebenszeit abdiskontierten Investitionskosten ein

89 Stromgestehungskosten 2020 unter Verwendung der Gas- und Kohlepreise lt. Referenzpfad: circa 67 EUR/MWh für ein GuD-Kraftwerk mit 60 % Wirkungsgrad und circa 51 EUR/MWh für ein Kohlekraftwerk mit 44 % Wirkungsgrad

90 Vgl. HM Treasury: Carbon price floor consultation – the Government response (2011). Der dort genannte Mindestpreis von 30 GBP/t CO_2 wurde in den aktuellen Wechselkurs in Euro übersetzt

91 Bei Einführung einer EU-weiten CO_2-Preisschranke von 36 EUR/t CO_2 und einem Gaspreis von 28 EUR/MWh würde der Strompreis von 55,7 EUR/MWh auf 70,8 EUR/MWh steigen

92 Die Mehrkosten sind zum Großteil auf die höheren Kosten für CO_2-Emissionszertifikate zurückzuführen. Diese stellen aus volkswirtschaftlicher Sicht jedoch nur eine Umverteilung dar

93 Thomson Reuters Point Carbon

94 kboed: kilo barrel of oil equivalent per day, Einheit zur täglichen Fördermenge von Öl oder Gas

95 Vgl. EIA-423: Monthly Cost and Quality of Fuels for Electric Plants Report; Federal Energy Regulatory Commission (FERC) Form 423: Monthly Report of Cost and Quality of Fuels for Electric Plants

96 Vgl. EIA: April 2013 Monthly Energy Review

97 Internationale Energieagentur (2012)

98 Da es sich hierbei um die Gewinnung von in Kohleflözen eingebettetem Erdgas handelt, wird dieser Ansatz im Englischen auch als CBM, »coal bed methane«, bezeichnet

99 Unkonventionelles Gas umfasst neben Schiefergas auch Gas, das aus Kohleflözen gewonnen wird (CBM, siehe vorangehende Fußnote)

100 Preise basierend auf Großhandelspreisen, zum Beispiel Title Transfer Facility (TTF) für Europa und Henry Hub für die USA (Stand Frühjahr 2013)

101 LNG: Liquefied Natural Gas, das heißt verflüssigtes Erdgas

102 Während die restlichen Fallbeispiele direkt von Deutschland beziehungsweise deutschen Unternehmen umgesetzt werden können, verhält es sich hier anders. Der Gaspreis ist eine globale Commodity (über Flüssiggastransport) und somit von internationalen Entwicklungen abhängig

103 Die Berechnungen wurden auf Basis des europäischen Strommarktmodells »Plexos« durchgeführt. Da der europäische Strommarkt eng vernetzt ist, ergeben sich dynamische Effekte. Im Detail wird die Steinkohleerzeugung in Deutschland um circa 45 TWh reduziert und gleichzeitig die Gaserzeugung um circa 28 TWh gesteigert. Der Nettoeffekt für die CO_2-Emissionen in Deutschland aus weniger Stromerzeugung aus Kohle, mehr Erzeugung aus Gas und mehr Importen beläuft sich auf circa 20 Mt CO_2-Emissionen. Die erhöhten Importe von Strom aus dem Ausland wurden bei der Berechnung der CO_2-Emissionen berücksichtigt: Die importierten Strommengen wurden in CO_2-Emissionen umgerechnet, wobei die spezifischen CO_2-Intensitäten der Länder, die Strom nach Deutschland exportieren, verwendet wurden

104 Auf europäischer Ebene steigt die Stromerzeugung aus Gas um circa 250 TWh

105 Stromgestehungskosten berücksichtigen neben Brennstoffkosten und weiteren Betriebskosten auch die Kapitalkosten für den Bau der Anlage. Die Kosten von Solar- und Windkraft basieren auf einer Fortschreibung der durchschnittlichen Kostendegression der vergangenen Jahre bis 2000

Fallbeispiel **d**

Dezentrale Stromerzeugung

Regionale und lokale Energiesysteme finden sich auf der ganzen Welt. So versorgen sich viele Inseln, also Gebiete ohne Netzanschluss mit Kleinkraftwerken oder Dieselgeneratoren und so ist es zum Beispiel in bestimmten Regionen Afrikas oder Süd- und Südostasiens oft günstiger, abgelegene Gebiete mit einem eigenen »Inselnetz« zu elektrifizieren, anstatt sie über lange Stromtrassen an ein nationales Stromnetz anzuschließen. Im Falle dieser ländlichen Elektrifizierung sind erneuerbare Ansätze, insbesondere gegenüber Dieselgeneratoren, heute schon wettbewerbsfähig. Beispiele in Indien, vor allem in den Provinzen Rajasthan, Chhattisgarh und Maharashtra, zeigen, wie Dörfer mittels Biomassekraftwerken oder auf Photovoltaik basierenden Kleinnetzen im Kilowattbereich mit Strom versorgt werden. In Nepal übernehmen diese Aufgabe vielfach kleine Wasserkraftwerke[106].

Ansätze mit Fokus auf einer stärkeren lokal-regionalen Stromerzeugung gibt es aber auch in Regionen mit verlässlichen Strukturen. So unterstützt New York zum Beispiel im Rahmen des Stadtentwicklungsplans »PlaNYC« eine Erhöhung des Anteils dezentraler erneuerbarer Energien. Kopenhagen möchte bis zum Jahr 2025 CO_2-neutral sein: 75 % der Emissionsreduzierung sollen durch den Ausbau von Fernwärme und die Umstellung der Befeuerung lokaler Heizkraftwerke auf Biomasse realisiert werden. Sydney möchte mit seinem »Decentralised Energy Plan« die CO_2-Emissionen um 40 % senken, zum Beispiel durch den Aufbau von 15 »Trigeneration Engines« mit einer Kapazität von 400 MW zur Strom- und Warmwasserproduktion[107]. Auch in Deutschland gibt es Ansätze zum Ausbau lokal-dezentraler Erzeugung: Leutkirch im Allgäu hat sich zum Beispiel 2011 das Ziel gesetzt, die lokale Stromerzeugung bis zum Jahr 2025 von 26 auf 73 % des Eigenverbrauchs zu steigern. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung soll von 25 auf 62 % steigen[108].

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: Es wird angenommen, dass der Anteil lokal-dezentraler Stromerzeugung aus Windenergieanlagen, Photovoltaik und Biomasseanlagen nach dem Beispiel Leutkirchs in deutschen Städten mit bis zu 50.000 Einwohnern um 35 Prozentpunkte und in Städten mit 50.000 bis 100.000 Einwohnern um 20 Prozentpunkte gesteigert wird.

Umweltverträglichkeit: Bei der angenommenen Steigerung der dezentralen erneuerbaren Stromerzeugung würden im Jahr 2020 über den Referenzpfad hinaus circa 30 TWh Strom in dezentralen Erzeugungseinheiten produziert[109]. Dadurch würden die CO_2-Emissionen 2020 um 14 Mt CO_2 sinken. Mit dem Anstieg der von fossilen Energieträgern unabhängigen Erzeugung ließe sich gleichzeitig ein Primärenergiebedarf von 180 PJ einsparen.

Wirtschaftlichkeit: Der kapitalintensive Ausbau der erneuerbaren Energien würde gegenüber dem Referenzpfad zu höheren Stromgestehungskosten führen. So fielen durch höhere Stromgestehungskosten jährliche Mehrausgaben in Höhe von 1,2 Mrd. EUR im Jahr 2020 an[110]. Für den Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten wäre bis 2020 ein Investitionsvolumen von 25 Mrd. EUR notwendig.

▶ S. 42
Markt für temporäre Nachfragereduzierung

Versorgungssicherheit: Der weitreichende Ausbau volatiler erneuerbarer Energien um 15 GW zusätzlich zum Referenzpfad würde die Ausbalancierung von Angebot und Nachfrage erschweren. Flankierende Maßnahmen, wie sie im Rahmen dieses Berichts diskutiert werden (siehe die Fallbeispiele e und h), könnten die Problematik entschärfen.

▶ S. 50
Stromspeicher

Rahmenbedingungen: Bei einer ganzheitlich volkswirtschaftlichen Betrachtung ist die Umsetzung des Fallbeispiels als volkswirtschaftlich nicht attraktiv einzustufen, da der Ausbau erneuerbarer Energien auch 2020 noch höhere Kosten verursacht als konventionelle Erzeugungsformen.

Ca. **14 Mt CO_2** Einsparungen im Jahr 2020	**1,2 Mrd. EUR** Mehrkosten im Jahr 2020 durch höhere Stromgestehungskosten; 25 Mrd. EUR Investitionskosten in Windkraft, Solarkraft und Biomasse	Negative Auswirkung durch Steigerung des Anteils an volatiler Erzeugung (keine zusätzlichen Speicher angenommen)

106 Vgl. zum Beispiel India Infrastructure Report 2010, Kapitel 11: Decentralized Distributed Generation for an Inclusive and Low Carbon Economy for India; United Nations Development Programme: Scaling Up Decentralized Energy Services in Nepal (2011)

107 Vgl. New York City Government: PlaNYC 2030 – Energy (2011); City of Sydney: City of Sydney Decentralised Energy Master Plan – Trigeneration 2010–2030 (2010); City of Copenhagen: Solutions For Sustainable Cities (2012)

108 www.leutkirch.de, »Leitbild Energie«

109 Mix der berücksichtigten dezentralen Energieträger analog zu Leutkirch 2020: 30 % Wind, 15 % Solar-Freifeld, 35 % Solar-Aufdach und 20 % Biogas. Bis 2020 würden in Deutschland so zusätzlich circa 1 GW Wind-Onshore, 18 GW Photovoltaik und 1 GW Biomasse installiert werden. Die Betrachtung beschränkt sich auf eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien, das heißt ohne Berücksichtigung der Energieeffizienz

110 Die Zusatzkosten ergeben sich aus den gegenüber dem Großhandelspreis höheren Stromgestehungskosten der dezentralen Energieträger (Wind, Photovoltaik, Biomasse)

Verteilung oder Balancierung von Angebot und Nachfrage

Fallbeispiel **e**

Markt für temporäre Nachfragereduzierung

Zu den besonderen Herausforderungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien zählt das Ausbalancieren der schwankenden Erzeugung mit der Verbraucherseite. Eine Option ist das Einrichten eines Markts für Nachfragereduzierungen bei Lastspitzen. Stromkunden schalten dabei zu Spitzenlastzeiten ihre nicht-kritischen Verbrauchselemente auf freiwilliger Basis ab und erhalten hierfür eine Vergütung.

8 %

Absenkung Spitzenlast durch Markt für Nachfragereduzierung bzw. -verschiebung, USA Nordost

Mit »Negawatts« wurde im Nordosten der USA[111] ein Markt für Nachfragereduzierung beziehungsweise -verschiebung geschaffen, der die Spitzenlast um bis zu circa 8 % reduziert. Im Jahr 2011 hatte dieser Markt ein Handelsvolumen von 12 GW bei einer Spitzenlast von 158 GW[112]. Während Industriekunden »direkt« am Markt teilnehmen, melden sich Privatkunden über Dienstleister an, die vielfach Ausgründungen (Spin-offs) lokaler Energieversorger sind. Beispiele für größere Kunden sind etwa Regierungsgebäude in Washington, die über Gebäudemanagementsysteme den Stromverbrauch für Beleuchtung und Heizung anpassen, oder ein Stahlwerk in Maryland, das zu Spitzenlastzeiten die Produktion drosselt beziehungsweise auf andere

Tageszeiten verlegt[113]. Für die auktionierte Menge an Verbrauchsverzicht (Demand Response) erhalten Kunden eine Vergütung von durchschnittlich circa 130 USD/MW-Tag[114]. Entscheidend für den Erfolg des Systems ist zum einen die flexible Teilnahme – die Kunden können auch kurzfristig entscheiden, ob sie am Markt anbieten möchten –, zum anderen die breite Abdeckung durch intelligente Stromzähler (siehe Fallbeispiel i). Sie erleichtern die automatische Verbrauchsanpassung der Teilnehmer.

▶ S. 53
Smart Meter

Dieser Ansatz erhöht die Versorgungssicherheit: Da die Spitzenlast effektiv gesenkt wird, werden weniger Kraftwerkskapazitäten zur Vorhaltung einer bestimmten Reservemarge benötigt. Zudem werden Energieeffizienzmaßnahmen attraktiver, da Verbraucher mit den daraus resultierenden Einsparungen am Markt teilnehmen können. Dies führt letztlich zu einem sinkenden Stromverbrauch und sinkenden CO_2-Emissionen.

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: In Deutschland wird durch die Schaffung eines wie in obigem Fallbeispiel skizzierten Markts die Spitzenlast im Industriesegment in ähnlichem Umfang wie in den USA verschoben[115]. Hierdurch verringert sich die benötigte Kraftwerksreserve. Zudem würden sich aufgrund der Verschiebungen im Lastprofil Änderungen in den CO_2-Emissionen und im Großhandelsstrompreis einstellen.

Umweltverträglichkeit: Das Verschieben der Spitzenlast durch finanzielle Anreize[116] hätte eine effizientere Auslastung des bestehenden Kraftwerksparks und somit eine Senkung der CO_2-Emissionen um circa 2 Mt im Jahr 2020 zur Folge. Bei Absinken der Spitzenlast um knapp 2 GW würde zudem die effektiv vorhandene Reservemarge um 1,3 Prozentpunkte steigen. Somit müssten geringere Kapazitäten steuerbarer Kraftwerke als fixe Reserve vorgehalten werden.

Wirtschaftlichkeit: Bei Zahlung einer Vergütung analog zum Fallbeispiel in Höhe von 130 USD/MW-Tag beziehungsweise 90 EUR/MW-Tag für die Bereitschaft zum temporären Nachfrageverzicht ergäben sich Gesamtkosten von circa 50 bis 60 Mio. EUR im Jahr 2020[117]. Demgegenüber ließe sich für die Vermeidung der Bereitstellung eines gleich hohen Anteils von Kraftwerken als strategische Reserve im Jahr 2020 ein ähnlicher Betrag, circa 60 Mio. EUR, einsparen. Einen größeren Effekt hätte die Senkung des Großhandelspreises durch die Verringerung der Spitzenlast[118]: Hierdurch ergäben sich im Jahr 2020 Einsparungen von knapp 550 Mio. EUR. Insgesamt würden sich die Einsparungen im Jahr 2020 damit auf 540 bis 550 Mio. EUR summieren.

Versorgungssicherheit: Durch die Etablierung eines derartigen Systems stünde ein zunehmend volatiles Angebot einer flexibleren Nachfrage gegenüber. Das Ausbalancieren des Stromsystems würde erleichtert und die Versorgungssicherheit verbessert. Bedingt durch das Absenken der Spitzenlast um circa 2 GW würde die effektive Reservemarge steigen.

▶ S. 53
Smart Meter

Rahmenbedingungen: Die Etablierung eines derartigen Markts scheint grundsätzlich realistisch, wenn die Transaktionskosten bewältigt werden können, die durch das Einbinden einer Vielzahl von Entscheidern (Netzbetreiber, Versorger, Industrieverbraucher, Regulatoren) entstehen. Der Aufbau dieses Markts würde zum einen eine Durchdringung der teilnehmenden Verbraucher mit Smart Meter erfordern, da diese eine automatische Verbrauchsanpassung erleichtern (siehe Fallbeispiel i). Zum anderen wäre die Bereitschaft der Teilnehmer erforderlich, zu bestimmten Spitzenlastzeiten auf Stromverbrauch zu verzichten.

2 Mt CO_2
Einsparungen im Jahr 2020

Ca. **540 Mio. EUR**
volkswirtschaftliche Einsparungen durch gesunkene Stromkosten im Jahr 2020

Verbesserung durch eine Flexibilisierung der Nachfrage

111 Das System wurde im PJM-Markt (Pennsylvania, Maryland, New Jersey) etabliert. Mittlerweile Ausbreitung auf (Teile von) angrenzende(n) Staaten, von Michigan bis North Carolina

112 Vgl. FERC: Assessment of Demand Response and Advanced Metering (2012)

113 Vgl. M. Gottstein: Examples of Dispatchable Demand Response Clearing the ISO-New England and PJM Forward Capacity Markets (2011)

114 Quelle: Federal Energy Regulatory Commission – PJM, NYISO and ISO-NE Capacity Prices (2011)

115 Als Basis des Übertrags auf Deutschland wird das Verhältnis von Grund- zu Spitzenlast verwendet. Dadurch ergibt sich in Deutschland ein Lastverschiebungspotenzial von circa 5 GW. Im Referenzpfad ist bereits ein Lastverschiebungspotenzial von 3 GW enthalten; durch Schaffung eines Markts für Nachfragereduzierung analog zu »Negawatts« wäre daher eine Lastverschiebung von circa 2 GW möglich

116 Ähnlich wie im Fallbeispiel »Negawatts« in den USA wäre eine Vergütung des eingesparten Stroms zu Marktpreisen denkbar. Dort wird der eingesparte Strom mit 100 EUR/MW vergütet (siehe auch allgemeine Beschreibung). Quelle: Federal Energy Regulatory Commission – PJM, NYISO and ISO-NE Capacity Prices (2011)

117 Die Gesamtkosten ergeben sich durch die Multiplikation der Vergütung von circa 90 EUR/MW-Tag mit der Anzahl relevanter Tage analog zum US-Fallbeispiel (329, Mittelwert der vergangenen Jahre) und der um knapp 2 GW abgesenkten Spitzenlast

118 Die Ergebnisse der Einführung dieses Markts wurden mittels Strommarktmodell analysiert. Danach würde der Strompreis von circa 56 auf circa 55 EUR/MWh sinken

Fallbeispiel **f**

Transformatoren mit amorphem Kern

Transformatoren mit einem Kern aus amorphem Metall weisen geringere Leerlaufverluste auf als solche mit einem konventionellen Eisenkern. Eine Aufrüstung der Netzinfrastruktur mit dieser Technologie senkt somit die Übertragungsverluste. Der zunehmende Anteil von Wind- und Solarkraft an der Stromerzeugung macht diese Technologie noch attraktiver: Transformatoren mit amorphem Kern eignen sich besonders für den Einsatz bei oft wechselnden Belastungen, wie sie beispielsweise bei der Einspeisung der volatilen erneuerbaren Erzeugung entstehen[119].

Obschon die Technologie ausgereift ist, kommt sie bisher noch nicht flächendeckend zum Einsatz. Ein Beispiel für die Anwendung im größeren Stil ist Shanghai. Im Jahr 2011 wurden dort 116 dieser Transformatoren mit durchschnittlich 400 kVA installiert[120]. Damit konnten die Leerlaufverluste der ausgetauschten Transformatoren um bis zu 80 % gesenkt und Übertragungsverluste in einer Größenordnung von 0,7 GWh pro Jahr vermieden werden[121].

bis 80 %

Reduzierung Leerlaufverluste in Shanghai

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: Alle 600.000 Ortsnetztransformatoren in Deutschland lassen sich im Prinzip durch Transformatoren mit amorphem Kern ersetzen. Im Folgenden wird analysiert, welche Auswirkungen es hätte, wenn bei der Neuinstallation von Transformatoren nach einer angenommenen Lebenszeit von 60 Jahren amorphe Transformatoren verwendet würden. Bis 2020 würden so circa 80.000 Transformatoren ausgetauscht.

Umweltverträglichkeit: Durch die Installation von Transformatoren mit amorphem Kern könnten die Übertragungsverluste im Stromnetz im Jahr 2020 um knapp 0,2 TWh reduziert werden, was der Erzeugung von circa 65.000 Solaranlagen in Deutschland entspräche. Gleichzeitig würden die CO_2-Emissionen im Jahr 2020 um 0,1 Mt sinken.

Wirtschaftlichkeit: Die Kosten eines Transformators mit amorphem Kern liegen um circa 5.000 EUR über denen eines konventionellen Transformators. Bei Umsetzung des Ansatzes würden so bis 2020 zusätzliche Investitionskosten in Höhe von 400 Mio. EUR anfallen. Parallel dazu könnten sich durch geringere Stromverluste jährlich circa 40 Mio. EUR einsparen lassen. Dies ist aus volkswirtschaftlicher Sicht attraktiv.

Versorgungssicherheit: Der Einbau von Transformatoren mit amorphen Metallkernen würde die Übertragungsverluste senken und damit die Netzstabilität erhöhen. Infolge der geringeren Übertragungsverluste könnte eine geringere Erzeugungsleistung den gegebenen Bedarf decken. Damit stünde eine effektiv höhere Reserve an (steuerbaren) Kapazitäten zur Ausbalancierung von Angebot und Nachfrage zur Verfügung.

Rahmenbedingungen: Durch die Einsparungen würden sich die erforderlichen Investitionen nach circa elf Jahren amortisieren. In der aktuellen Regulierung werden Investitionen in die Netzinfrastruktur mit 7,4 %[122] verzinst, was Amortisationszeiträumen von circa 13 Jahren entspricht und somit in der gleichen Größenordnung wie die Amortisationszeit amorpher Transformatoren liegt.

0,1 Mt CO_2
Einsparungen im Jahr 2020

9 %
interner Zinsfuß

Verbesserung durch Verringerung der Übertragungsverluste

119 Bei geringen Auslastungen von circa 40 % und schnell wechselnden Lasten, wie sie zum Beispiel in Umspannwerken neben Windparks auftreten können, dominieren die Leerlaufverluste gegenüber den Lastverlusten im Transformator. Damit steigt die Effizienz von Transformatoren mit amorphem Kern gegenüber konventionellen

120 Dies entspricht 1 % der jährlich ausgetauschten Transformatoren in Shanghai

121 Vgl. UNEP: Technical Study Report – Energy Efficient Transformers (2011)

122 Wert der Eigenkapitalverzinsung ohne Steuern, analog zu der in der Studie verfolgten volkswirtschaftlichen Berechnung. Vgl. Bundesnetzagentur: Referenz BK4-11-304 (31. Oktober 2011)

Fallbeispiel g

Ausbau der Netzinfrastruktur

Ein Ausbau der Übertragungsnetze ist ein wesentliches Element für das Gelingen der Energiewende. Erforderlich wird er durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien, vor allem der Windkraft. Im deutschen Stromsystem befinden sich die Erzeugungskapazitäten bislang in der Nähe der großen Verbrauchszentren[123]. Vor allem Windparks werden jedoch wegen der besseren Standortbedingungen an und zunehmend auch vor den Küsten Norddeutschlands gebaut. Für den Transport der erzeugten Energie in die Verbrauchszentren West- und Süddeutschlands sind neue Übertragungsleitungen erforderlich.

Die aktuelle Planung nach Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) sieht vor, dass bis 2018 circa 1.800 km zusätzliche Übertragungsnetzleitungen zu installieren sind. Hiervon waren Anfang 2013 jedoch nur 268 km realisiert[124]. Der Netzentwicklungsplan der großen Übertragungsnetzbetreiber geht sogar davon aus, dass das Übertragungsnetz in einem deutlich größeren Umfang angepasst werden muss. Dort werden Netzverstärkungen und -optimierungen in vorhandenen Trassen auf einer Länge von 4.400 km und Neubauerfordernisse mit 3.800 km Länge diskutiert[125].

+3.800 km

Ausbau Transportnetze
nach Netzentwicklungsplan

Dass ein ambitionierter Ausbau von Übertragungsleitungen technisch machbar ist, zeigt China: Das Land plant, zwischen 2009 und 2020 insgesamt 94.000 km Höchstspannungsleitungen neu zu verlegen. Die Gesamtkosten belaufen sich umgerechnet auf circa 79 Mrd. EUR. Dieser Ausbau entspricht dem 52-Fachen des deutschen Netzausbaus. China hat natürlich aufgrund seiner geringeren Bevölkerungsdichte[126] und seiner Entscheidungsstrukturen andere Voraussetzungen als Deutschland: In China dauert der Bau einer Trasse von der Bedarfsplanung bis zur Fertigstellung durchschnittlich drei Jahre,

in Deutschland sind Genehmigungs- und Bauzeiten von vier bis 15 Jahren typisch[127]. Hauptgrund sind die Dauer der Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren und die damit verbundenen Unsicherheiten[128]. Darin zeigen sich die großen Akzeptanzprobleme bezüglich eines weiteren Netzausbaus in der betroffenen Bevölkerung. Zwei Entwicklungen könnten das Tempo des Ausbaus in Deutschland erhöhen:

- Durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz soll das Genehmigungsverfahren für Übertragungsleitungen, also das Planfeststellungs- und Raumordnungsverfahren, von derzeit durchschnittlich zehn auf vier Jahre verkürzt werden. Das Gesetz zielt darauf ab, das Planfeststellungs- mit dem Raumordnungsverfahren zu konsolidieren und den Klageweg auf eine Instanz zu beschränken.

- Zudem könnten Bürger stärker aktiv in den Netzausbau eingebunden werden. Zum einen kann dies über vermehrte Interaktionen während der Bedarfsplanung sowie der Verfahren zur Planungsfeststellung und Raumordnung geschehen, zum anderen kann es eine direkte Partizipation der vom Netzausbau betroffenen Bürger bedeuten. Dieser Ansatz hat sich im Rahmen von »Bürgerwindparks« schon etabliert, vor allem in Dänemark und Deutschland[129]. Bei der Planung der »Westküsten-Trasse« in Schleswig-Holstein wurde dieser partizipative Ansatz erstmals im Netzbereich angewendet[130]. Bei Windparks zeigt sich, dass deren Akzeptanz durch eine (finanzielle) Beteiligung der ortsansässigen Bürger deutlich steigt[131]: Die Beteiligung an den Investitionskosten wird zum Beispiel im Falle eines Windparks mit den Erlösen aus dem erzeugten Strom vergütet[132]. Daher ist zu erwarten, dass ähnliche Projekte im Bereich Übertragungsnetz die Akzeptanz in einem vergleichbaren Umfang verbessern können. Voraussetzung ist, dass die Beteiligung der Bürger gut umgesetzt wird.

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: Es wird angenommen, dass der Netzausbau bis 2020 durch eine bessere Einbindung der Bürger, wie sie im Bedarfsplan (EnLAG[133]) beschrieben wird, voranschreitet[134].

Umweltverträglichkeit: Ein Ausbau der Netzinfrastruktur hätte keinen direkten Effekt auf die CO_2-Emissionen und den Energieverbrauch. Dennoch spielt er eine zentrale Rolle: Der Ausbau ist eine Voraussetzung für das Erreichen der Ziele im Bereich erneuerbare Energien, insbesondere für Wind-Offshore. Ein Mangel an Netzen würde dazu führen, dass zum Beispiel der von Offshore-Anlagen produzierte Strom nicht immer in vollem Umfang zu den Bedarfszentren transportiert werden kann. Müssten stattdessen fossile Kraftwerke betrieben werden, würden diese CO_2-Emissionen verursachen.

Wirtschaftlichkeit: An direkten Investitionskosten würden für den Ausbau und die Erneuerung des Übertragungsnetzes bis 2020 laut Schätzungen der Bundesregierung circa 10 Mrd. EUR[135] anfallen.

Versorgungssicherheit: Der Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur würde zum einen den Transport von Strom aus erneuerbaren Energien, vor allem von Windkraft aus Norddeutschland, in die Verbrauchszentren West- und Süddeutschlands ermöglichen. Zum anderen würde die Vernetzung verstärkt, und damit ließen sich das Angebot und die Nachfrage nach Strom zwischen Regionen besser ausgleichen. Beide Aspekte würden die Versorgungssicherheit mit Strom erhöhen.

Rahmenbedingungen: Ein wesentliches Element für das Gelingen des Ausbaus der Übertragungsnetze in den vorgesehenen Zeiträumen sind kürzere und reibungslosere Abläufe von Planungs- und Genehmigungsverfahren für neue Stromtrassen.

Indirekt positive Auswirkungen: Der Netzausbau ist Voraussetzung für den Abtransport erzeugten Stroms, zum Beispiel aus neuen Offshore-Windparks. Kann dies nicht in vollem Umfang sichergestellt werden, müssten vermehrt konventionelle Kraftwerke betrieben werden, die CO_2-Emissionen verursachen

Ca. **10 Mrd. EUR**
Investitionskosten

Verbesserung: Die Ausbalancierung von Angebot und Nachfrage wird stabilisiert

123 Vgl. zum Beispiel Umweltbundesamt, Karte der deutschen Kraftwerke (http:/www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerkskarte.pdf)

124 Vgl. EnLAG: Netzausbau (2012)

125 Netzentwicklungsplan Strom, 2013

126 Die Bevölkerungsdichte liegt in China bei 143 Einwohnern/km² (vgl. Statista: Bevölkerung in China, 2011) und in Deutschland bei 230 Einwohnern/km² (Quelle: Statistische Ämter des Bundes und der Länder; Weltbank, 2011)

127 Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena): Stand der Genehmigungsverfahren der Netzausbauprojekte nach EnLAG (2012)

128 Während das Raumordnungsverfahren die Trassenplanung aus der Bedarfsplanung ableitet, ist das Planfeststellungsverfahren für die grundstücksgenaue, konkrete Entwurfsplanung sowie die Erteilung des Baurechts verantwortlich

129 In Dänemark gehörten bereits 2001 85 % der Windparks lokalen Genossenschaften (vgl. R. Christianson: Danish Wind Co-ops Can Show Us the Way). In Deutschland wurden bereits mehr als 90 % der Windparkprojekte in Nordfriesland und 35 % aller Onshore-Projekte mit Bürgerbeteiligung gebaut (vgl. windcomm Schleswig-Holstein: Economic Impact of Wind Energy in the State of Schleswig-Holstein, 2012)

130 Vgl. zum Beispiel Internetauftritt des Landes Schleswig Holstein (www.schleswig-holstein.de), Suchbegriff »Westküstentrasse«

131 Vgl. zum Beispiel DIE ZEIT: Wie eine kleine Stadt auf der Schwäbischen Alb ihre Energiewende erlebt/ Wer an der Windkraft verdient (13. Dezember 2012)

132 Der erzeugte Strom erhält in Deutschland eine feste Einspeisevergütung. Die zu erzielende Rendite hängt von verschiedenen Parametern ab, zum Beispiel der lokalen Windstärke. Für Nordrhein-Westfalen geben Quellen eine Rendite von »bis zu sechs Prozent« an. Vgl. zum Beispiel Westdeutscher Rundfunk: Wie der Wind Rendite bringt – Privatanleger in NRW entdecken die Windenergie (3. Juli 2012)

133 EnLAG: Energieleitungsausbaugesetz

134 Die bisherige Verzögerung gegenüber dem Netzausbauplan von derzeit durchschnittlich 1,5 Jahren wird jedoch berücksichtigt

135 Schätzung der Bundesregierung; vgl. Bundesregierung: Energiewende – Netzausbau beschleunigen (14. März 2013)

Fallbeispiel **h**

Stromspeicher

Angebot und Nachfrage in einem Stromsystem müssen stets im Gleichgewicht gehalten werden. Bisher geschieht dies hauptsächlich durch das »Nachfahren« der Nachfrage mit flexiblen, steuerbaren Kraftwerken. In Deutschland sind die Pumpspeicherkraftwerke mit einer Kapazität von 7 GW[136] zurzeit der einzige Weg, Strom in größeren Mengen zu speichern. Momentan wird im Bereich Speichertechnologien jedoch breit geforscht. Im Fokus stehen neben elektrochemischen Ansätzen, wie Natrium-Schwefel- oder Lithium-Ionen-Batterien, Speicherarten, bei denen Strom zum Beispiel in Wärme oder Wasserstoff umgewandelt wird. Darüber hinaus wird auch die mechanische Stromspeicherung, zum Beispiel mit Schwungrädern oder Druckluftspeichern, erforscht.

Weltweit werden in kleinerem Umfang verschiedene Speicherkonzepte auf ihre Massentauglichkeit getestet. Im Raum Tokio wurden Natrium-Schwefel-Speicher mit einer Kapazität von 185 MW zur Kompensation volatiler Windeinspeisung aufgebaut. Die Kosten beliefen sich auf umgerechnet 985 EUR/kW[137]. In Italien werden Lithium-Ionen-Akkus als stabilisierende Elemente in Mittelspannungsnetzen getestet[138]. In den USA, in Großbritannien und Italien gibt es erste Versuche mit Elektrolysespeichern. Dabei wird Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff aufgespalten und der Wasserstoff unter Hochdruck in Kavernen gespeichert (Kosten: 20 Mio. EUR für 3 TWh Speicherkapazität). In Deutschland und in den Niederlanden werden unter anderem indirektere Formen der Stromspeicherung getestet: So haben die Stadtwerke Flensburg einen elektrisch heizbaren Kessel installiert, der überschüssige Windenergie in Wärme umwandelt, die in das städtische Fernwärmenetz eingespeist wird (zu Kosten von 67 EUR/kW)[139]. Im Rahmen der Entwicklung

von Elektrofahrzeugen wird insbesondere an einer Optimierung der Kompaktheit und Leistungsdichte zum Beispiel von Lithium-Ionen-Batterien geforscht. Schaubild 5 gibt eine Übersicht über verschiedene Speichertechnologien, Pilotprojekte und den allgemeinen Entwicklungsstand.

Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken sind Stromspeicher jedoch noch teuer: So kostet die Erhaltung eines konventionellen Kraftwerks jährlich zwischen circa 20 und 50 EUR/kW. Konventionelle Kraftwerke können zwar keine überschüssige Energie speichern, können im Fall von Spitzenlasten aber ähnlich wie Stromspeicher zusätzliche Leistung zur Verfügung stellen.

Relevanz für Deutschland

Der Ausbau von Speichertechnologien ist aktuell noch unwirtschaftlich. Viele Technologien werden jedoch intensiv erforscht, was zu sinkenden Kosten führen wird: Voraussichtlich werden die Kosten für Lithium-Ionen-Speicher von heute mehr als 800 EUR/kWh bis 2020 auf unter 300 EUR/kWh sinken[140]. Im gleichen Zeitraum sollen die Kosten von Elektrolysespeichern erwartungsgemäß auf unter 1.000 EUR pro installiertes Kilowatt sinken[141].

Zudem sollte die Verlässlichkeit weiter verbessert werden: Obschon zum Beispiel Lithium-Ionen-Akkus grundsätzlich eine entwickelte Technologie darstellen, zeigen Vorfälle wie brennende Batteriesätze in den Dreamliner-Flugzeugen von Boeing[142], dass auch diese Technologie noch weiterentwickelt werden sollte.

Geringer Effekt auf die CO_2-Einsparungen im Jahr 2020	Bis 2020 für stationäre Anwendungen im Stromnetz noch unwirtschaftlich	Bei Ausbau positiver Beitrag

Elektrochemische Speicher

- ● **Lithium-Ionen – Italien**
  500-kWh-Speicherpilotanlage zur Spannungsstabilisierung und Lastglättung in Mittelspannungsnetzen
- ⊙ **Natrium-Schwefel – Japan**
  185-MW-Speicher zum Ausgleich volatiler Windeinspeisung, Risiko durch Brandgefahr
- ⊙ **NaNiCl* – USA**
  Chemische Speicherung mit ähnlicher Leistungsdichte, aber geringerem Sicherheitsrisiko als Natrium-Schwefel
- ○ **Redox-Flow – Irland**
  Speicheranlage zur Optimierung der Kraftwerksflotte durch Ausgleich volatiler Erzeugung

Energieumwandlung

- ● **Wärmespeicher – Deutschland**
  Umwandlung von Strom zu Wärme bei niedrigen oder negativen Strompreisen
- ○ **Elektrolyse – USA, UK**
  Umwandlung von Strom zu Gas zur Speicherung in Kavernen, Verwertung in der Industrie oder Mobilität

Mechanische Speicherung

- ● **Pumpspeicher – Alpenraum oder Norwegen**
  Pumpbetrieb bei hoher erneuerbarer Einspeisung, Entladung zu Spitzenlastzeiten
- ⊙ **Compressed Air (ACAES) – McIntosh, USA**
  Überirdische Speicherung von komprimierter Luft
- ⊙ **Schwungrad – New York, USA**
  Einsatz zur Frequenzstabilisierung des Netzes

Aktueller Entwicklungsstand: ● Technologie ausgereift ⊙ In Entwicklung ○ Forschungsstadium

* NaNiCl: Natrium-Nickel-Chlorid

Quelle: Siemens (Fallbeispiele); Experteninterviews (aktueller Entwicklungsstand); McKinsey

Schaubild 5: Speichertechnologien befinden sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien

136 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Energiespeicher – Technologien, Herausforderungen und Perspektiven (2010)

137 Vgl. A. Nakamura: Large-scale Electrical Energy Storage (EES) in Japan (2012)

138 Vgl. Siemens: Siemens nimmt in Italien Energiespeicher für Stromverteilnetze in Betrieb (19. März 2012)

139 Vgl. ZfK: Windstrom zu Fernwärme (März 2013)

140 European Space Agency

141 Vgl. Siemens: Wasserstoff macht Karriere (Pictures of the Future, 2012)

142 Vgl. zum Beispiel The Economist: Difference Engine – An innovation too far? (28. Januar 2013)

Fallbeispiel i

Smart Meter

Konventionelle Stromzähler messen für gewöhnlich nur den Stromverbrauch. Die genauen Eigenschaften von intelligenten Stromzählern (Smart Meter) sind nicht präzise definiert. In der Regel erlaubt ein intelligenter Stromzähler jedoch zumindest die elektronische Speicherung und gegebenenfalls die Fernablesung des Stromverbrauchs. Echte »Zweikanal«-Smart-Meter können zudem Signale empfangen. Zum Beispiel vom Energieversorger: Auf Basis dieser Technologie lassen sich lastvariable Stromtarife einführen und die resultierenden Stromkosten im Haushalt in Echtzeit darstellen. Weiterhin lassen sich einzelne Verbrauchselemente über die Verbindung mit dem intelligenten Stromzähler gezielt steuern, zum Beispiel um die Netzbelastung zu Spitzenlastzeiten zu reduzieren. Im Privatkundenbereich ergaben Pilotprojekte mit intelligenten Stromzählern, dass sich die Spitzenlast durch die Steuerung unkritischer Verbrauchselemente um 5 bis 16 % reduzieren lässt[143].

In Deutschland sind Smart Meter in Haushalten bislang kaum verbreitet: Im Jahr 2011 verfügten nur 0,2 % aller Haushalte über intelligente Stromzähler[144]. Schweden und Italien zeigen mit einer Abdeckung von 100 beziehungsweise 95 %, dass sich hohe Durchdringungsraten grundsätzlich realisieren lassen[145]. Ein Hauptgrund für die flächendeckende Verbreitung intelligenter Stromzähler ist in beiden Ländern, dass die Mehrkosten durch Regularien abgedeckt werden[146].

100 %
Haushalte mit
Smart Meter in Schweden

Relevanz für Deutschland

Die Erhöhung des Anteils intelligenter Stromzähler wird im Energiekonzept der Bundesregierung als Ziel formuliert. Auch die Europäische Union hat das Ziel ausgegeben, bis 2020 die Durchdringung von Smart Meter auf 80 % zu steigern[147].

▶ S. 42
Markt für temporäre Nachfragereduzierung

Intelligente Stromzähler ermöglichen variable Tarifstrukturen und erhöhen bei den Endkunden die Transparenz ihrer aktuellen Stromverbräuche und Stromkosten. In Pilotprojekten sank die Stromnachfrage, und damit verbesserte sich die **Umweltverträglichkeit** des Energiesystems. Darüber hinaus sind Smart Meter eine Voraussetzung für eine temporäre Nachfragesteuerung, wie sie im Fallbeispiel e diskutiert wird, und können damit zur Erhöhung der **Versorgungssicherheit** beitragen.

Intelligente Stromzähler sind aufgrund ihrer Mehrkosten derzeit nicht wirtschaftlich. Gegenüber gewöhnlichen Stromzählern sind Smart Meter je nach Funktionalität zurzeit um 80 bis 500 EUR teurer[148].

Vor allem vor dem Hintergrund der indirekten Auswirkungen lässt sich eine erhöhte Durchdringung mit intelligenten Stromzählern bezüglich der Dimensionen Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit momentan nicht direkt quantifizieren.

Rahmenbedingungen: Die Beispiele Schweden und Italien verdeutlichen: Eine Erhöhung der Durchdringungsrate mit intelligenten Stromzählern ist technisch machbar, sie hängt aber stark von unterstützenden Regularien ab. In Deutschland erscheint eine flächendeckende Verbreitung intelligenter Stromzähler im aktuellen Umfeld ohne weitreichende Unterstützung durch den Regulator wenig realistisch.

Mittelbar positiv durch Erhöhung der Laststeuerungsmöglichkeit; auf diese Weise könnten erneuerbare Energien besser in den Markt eingebunden werden	Derzeit kein positives Geschäftsmodell	Erhöhung, da eine Steuerung der Nachfrage ermöglicht wird

143 Die Auswertung von 74 Pilotprojekten aus Australien, Kanada, Europa, Japan und den USA zeigt, dass die akkurate Feststellung des Stromverbrauchs (in Echtzeit) den Energieversorgern ermöglicht, Preisanreize zu setzen, um Spitzenlasten abzubauen. Die höheren Spitzenlastreduzierungswerte (16 %) wurden in den USA realisiert, wo die große Verbreitung von Klimaanlagen ein hohes »Abschaltpotenzial« darstellt. Die geringeren Einsparwerte (circa 5 %) stammen aus europäischen Studien. Vgl. VaasaETT: The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency – a mass pilot comparison (2011)

144 Vgl. Arthur D. Little: Smart Metering vor dem Durchbruch (2012)

145 Vgl. P. Spodniak: Diffusion of smart meters in Central East Europe (2011); Kema: Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community (2011)

146 In Schweden deckt der Regulator zum Beispiel die zusätzlichen Kosten der Energiedienstleister durch Anhebung der Netzgebühren ab. In Italien deckt der Staat die zur flächendeckenden Ausbreitung zusätzlich anfallenden Kosten der Energiedienstleister durch eine eigens eingeführte Smart-Meter-Abgabe ab. Vgl. P. Spodniak: Diffusion of smart meters in Central East Europe (2011); Kema: Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community (2011)

147 Vgl. Presseerklärung der Europäischen Kommission: Energy – Commission paves the way for massive roll-out of smart metering systems (9. März 2012)

148 Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena): Vergleich der Kosten-Nutzen-Analysen europäischer Mitgliedsstaaten zum flächendeckenden Rollout von intelligenten Zählern (2012)

Steigerung der Energieeffizienz

Fallbeispiel **j**

Antriebe in der Industrie

Im Jahr 2010 verbrauchte die deutsche Industrie 222 TWh Strom. Hiervon entfielen auf elektrische Antriebe circa 39 %, also insgesamt circa 85 TWh[149].

85 TWh
Stromverbrauch elektrischer Antriebe in der Industrie 2010

Die derzeit zum Einsatz kommenden Antriebssysteme können hinsichtlich ihrer Energieeffizienz noch verbessert werden. Das wird an Beispielen deutlich: So rüstete die Trinkwasserversorgung von Madrid ihre mechanisch gesteuerten Pumpen mit elektronischen Drehzahlreglern aus. Damit wurde der Wirkungsgrad um 5 % erhöht und es wurden Stromeinsparungen im zweistelligen Prozentbereich erzielt. Aufgrund des geringeren Stromverbrauchs amortisieren sich die Kosten der Umrüstung nach nur zwei Jahren. Eine deutsche Brauerei konnte ihren Stromverbrauch durch den Einbau effizienterer Ventilatoren in den Malztrocknungsöfen um jährlich 4,5 GWh senken. Dies ermöglicht Kosteneinsparungen von 0,1 Mio. EUR pro Jahr bei Investitionen von circa 0,3 Mio. EUR – die Investitionen amortisieren sich so innerhalb von circa drei Jahren.

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: In der deutschen Industrie besteht durch den Austausch von Gleichstromantrieben durch Asynchronantriebe einer höheren Effizienzklasse ein bisher nahezu ungenutztes Energieeffizienzpotenzial. Für den Zeitraum bis zum Jahr 2020 wird berechnet, welchen Effekt der Austausch aller Antriebe mit Amortisationszeiträumen von drei beziehungsweise bis zu zehn Jahren hätte.

Umweltverträglichkeit: Ein Austausch aller Antriebe, deren Kosten sich innerhalb von drei Jahren amortisieren würden, könnte den Stromverbrauch für Antriebe in der deutschen Industrie im Jahr 2020 um 8 % senken (insgesamt: circa 6 TWh)[150]. Damit ließen sich 2020 zusätzlich zur Betrachtung des Referenzpfads 2,6 Mt CO_2-Emissionen einsparen[151]. Würden alle weiteren Antriebe mit Amortisationszeiträumen zwischen drei und zehn Jahren ausgetauscht, könnten 2020 zusätzlich circa 5 TWh Strom eingespart werden und die CO_2-Emissionen um weitere 2,3 Mt gesenkt werden.

Wirtschaftlichkeit: Für alle Antriebe mit dreijähriger Amortisationsdauer wären bis 2020 Investitionen von 2 Mrd. EUR erforderlich. Zusätzliche Kosten in Höhe von 5 Mrd. EUR würden sich für jene Antriebe ergeben, bei denen sich die Investitionen erst nach drei bis zehn Jahren rechnen. Diesen Investitionskosten stünden jährliche Einsparungen gegenüber von 0,6 Mrd. EUR bei einer resultierenden Amortisationszeit von drei Jahren und in Höhe von 0,5 Mrd. EUR für die zusätzliche Steigerung bei einer Amortisationszeit von zehn Jahren.

Versorgungssicherheit: Die Umsetzung dieses Fallbeispiels hätte keine direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Deutschland. Indirekt ergibt sich jedoch ein positiver Effekt: Durch die Nachfragesenkung wird bei gleichbleibenden Kraftwerkskapazitäten die Sicherheit der Stromversorgung erhöht.

Rahmenbedingungen: Grundsätzlich scheint der Austausch von Antrieben, die sich nach bis zu drei Jahren amortisieren, realistisch. Es ist jedoch zu beachten, dass für den Austausch der Antriebe die meisten Anlagen zeitweise stillgelegt werden müssten, weswegen die Maßnahmen nur selten außerhalb großer Umbauten realisiert werden können. Bei Antrieben mit längerer Amortisationszeit können Ansätze wie das Energiespar-Contracting helfen: Hierbei wird zunächst das realisierbare Einsparpotenzial durch die neue Technologie ermittelt. Die erforderlichen Investitionen werden dann zum Beispiel vom Hersteller der Antriebe oder von einem Dienstleister finanziert und durch die realisierten Stromeinsparungen beglichen, welche wiederum zwischen dem Dienstleister und dem Besitzer der Anlage aufgeteilt werden. Ähnliche Ansätze sind bei der energetischen Gebäudesanierung möglich und erleichtern auch dort die Überwindung der Investitionsschwelle.

2,6 bis 4,9 Mt CO_2
Einsparung im Jahr 2020

Interner Zinsfuß: 31 % für Amortisation der Antriebe innerhalb von drei Jahren, geringer für Antriebe mit Amortisationszeiten bis zu zehn Jahren [152]

Geringe Auswirkung

149 Vgl. Siemens: Energieeffizienz in elektrischen Antriebssystemen (2013): Elektrische Motoren machen circa zwei Drittel des Stromverbrauchs der Industrie aus. Von diesen zwei Dritteln entfallen etwas über die Hälfte auf Antriebe, was insgesamt 39 % ergibt. Die restlichen Motoren treiben beispielsweise Lüfter an

150 Bei einer jährlichen Betriebsdauer und Vollauslastung von circa 5.300 Stunden

151 Es wird angenommen, dass bis 2020 10 % der Antriebe durch technologisch bedingten Austausch innerhalb des Referenzpfads ersetzt werden. Die oben genannten 8 % zusätzliche Senkung wirken sich auf den 2020 verbliebenen Strombedarf aus

152 Aufgrund der großen Spanne in den Amortisationszeiten (drei bis zehn Jahre) weist der interne Zinsfuß ebenfalls eine große Spanne auf

Fallbeispiel **k**

Walzwerke

Im italienischen Warmwalzwerk Arvedi in Cremona wurde die Technologie der Endless Strip Production (ESP) entwickelt. Diese ermöglicht, aus flüssigem Stahl im Endlosverfahren fertige Stahlbänder zu produzieren. Im Gegensatz zum klassischen Verfahren wird der energieintensive Prozess des Kaltwalzens umgangen und somit der Energieverbrauch gesenkt[153]. Durch Einführung des ESP-Verfahrens konnte Arvedi die Energiekosten um 45 % senken. Die Investitionen in diese neue Technologie beliefen sich auf circa 300 Mio. EUR[154].

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: Es wird angenommen, dass das ESP-Verfahren bis 2020 in den in Deutschland infrage kommenden Anlagen[155] eingeführt wird.

Umweltverträglichkeit: Würden die geeigneten Stahlwerke in Deutschland entsprechend umgerüstet, könnten im Jahr 2020 Einsparungen von 0,6 Mt CO_2 und circa 20 PJ Primärenergie realisiert werden. Dem stünde ein Strommehrverbrauch von 1 TWh gegenüber.

Wirtschaftlichkeit: Für die Nachrüstung der Stahlwerke wären bis 2020 Investitionen von circa 2 Mrd. EUR erforderlich. Durch den vermiedenen Strom- und Primärenergiebedarf könnten jährlich circa 200 Mio. EUR eingespart werden, das heißt, die Investitionen würden sich nach durchschnittlich zehn Jahren amortisieren. Bei einer Lebensdauer von 20 Jahren ergibt sich somit ein interner Zinsfuß von 7,5 %.

Versorgungssicherheit: Die Übertragung dieses Fallbeispiels auf Deutschland verringert den Gasbedarf und somit die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern. Indirekt könnte sich ein leicht negativer Effekt auf die Versorgungssicherheit mit Strom einstellen: Durch die Nachfrageerhöhung wird bei gleichbleibenden Kraftwerkskapazitäten die Sicherheit der Stromversorgung leicht verringert.

Rahmenbedingungen: Da die Maßnahme eine grundsätzliche Umstellung des Produktionsverfahrens erfordert, ist sie nur im Rahmen einer umfassenden Produktionsstilllegung umsetzbar, die auch Produktionsausfälle bedingen würde. Umfangreiche Umbauten und lange Amortisationszeiten setzen die Bereitschaft voraus, am jeweiligen Standort langfristig zu planen. Dies erfordert ein hohes Maß an Planungssicherheit bezüglich der zukünftigen Produktionsbedingungen energieintensiver Industrien am Standort Deutschland.

0,6 Mt CO_2
Einsparungen im Jahr 2020

7,5 %
interner Zinsfuß

Geringe Auswirkung

153 Der Gasverbrauch pro Tonne Stahl sinkt durch dieses Verfahren um über 98 %; dem gegenüber steht ein Anstieg des Stromverbrauchs um circa 60 %. Aufgrund der größeren Gas-Einsparungen gegenüber dem Mehrverbrauch an Strom ergibt sich eine Reduzierung der Energiekosten um 45 %

154 Bei einer jährlichen Stahlproduktion von 1,15 Mio. t. Vgl. Siemens VAI, Arvedi ESP: Endless Strip Production (2011)

155 Alle Stahlwerke mit derzeitigem Einsatz von Warmwalzverfahren sind prinzipiell geeignet. Dies entspricht heute in Deutschland circa 14 % der jährlichen 24 Mio. t Stahlproduktion (Quelle: Statistisches Bundesamt und Experteninterview)

Fallbeispiel I

Energetische Gebäudesanierungen

Die energetische Sanierung im Gebäudebestand umfasst verschiedene Maßnahmen, von der Dämmung der Außenwände, Dächer oder Keller über den Einbau gut isolierender Fenster, zum Beispiel mit Drei- oder Vierfachverglasung, bis hin zur Installation von Energiemanagementsystemen. In Deutschland haben die zwischen 1960 und 1980 errichteten Gebäude mit durchschnittlich 150 kWh/m² den höchsten Energieverbrauch im Bestand. Im Vergleich dazu verbrauchen nach dem Jahr 2000 errichtete Gebäude im Durchschnitt nur 80 kWh/m² [156]. Je nach Umfang der energetischen Sanierung kann der spezifische Energieverbrauch von Gebäuden um mehr als 50 % gesenkt werden [157].

> 50 %

Potenzial Senkung Energieverbrauch in vielen Gebäuden

Weltweit gibt es viele Beispiele für energetische Komplett- und Teilsanierung; im Bereich Bürogebäude etwa den 2004 fertiggestellten Büroturm »Taipei 101« in Taiwan. Die Betreiber rüsteten das Gebäude 2008 mit Energiemanagementsystemen nach. Bei Investitionen von 2 Mio. EUR senkte dies den Energieverbrauch um 17 % und die CO_2-Emissionen um 3.000 t pro Jahr. In Frankfurt am Main wurde 2007 bis 2010 das Gebäude der Deutschen Bank energetisch kernsaniert. Hier konnten der Wärmebedarf um 67 % und die CO_2-Emissionen um 89 % gesenkt werden.

Die energetische Gebäudesanierung kommt in Deutschland insgesamt nur langsam voran. In den vergangenen Jahren lag die Sanierungsrate von Teil- oder Vollsanierungen bei circa 0,8 % [158]. Bis zum Jahr 2020 ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen keine signifikante Steigerung dieses Werts zu erwarten.

Einer weiter reichenden energetischen Sanierung stehen vor allem zwei Hürden entgegen: das Prinzipal-Agent-Problem[159] und der Mangel an ausreichend Kapital für notwendige Investitionen auf Seiten der Gebäudebesitzer beziehungsweise die Unsicherheit über die Höhe der möglichen Einsparungen. Ein Beispiel aus Berlin zeigt, wie letztere Hürde mittels Energiespar-Contracting erfolgreich überwunden werden kann. Hierbei errechnet ein Dienstleister das Energieeinsparpotenzial eines unsanierten Gebäudes, finanziert gegebenenfalls die Umsetzung und garantiert dem Gebäudebesitzer schon vor der Sanierung eine bestimmte Mindestreduzierung der Energiekosten in der Folgezeit. Die Investitionskosten werden durch die Einsparungen finanziert. Mittels dieses Konzepts wurden in Berlin bereits mehrere öffentliche Gebäude[160] saniert. Die Energieeinspargarantien belaufen sich auf 1,6 Mio. EUR, bei einer durchschnittlichen Amortisationszeit der Investitionen von fünf Jahren[161].

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: In Deutschland kann durch die energetische Sanierung von Wohn- und Bürogebäuden ein großes Effizienzpotenzial erschlossen werden. Im Rahmen dieser Analyse wurden die Auswirkungen einer Erhöhung der Teilsanierungsrate auf circa 2,5 % ermittelt. Hierbei wurde angenommen, dass der spezifische Energieverbrauch von Wohngebäuden im Durchschnitt der Gebäudealtersklassen um jährlich 40 % und von Bürogebäuden um jährlich circa 50 % gesenkt werden kann[162].

Umweltverträglichkeit: Durch das Vorantreiben der energetischen Sanierungen könnte der Primärenergiebedarf in Deutschland im Jahr 2020 um 220 PJ gesenkt werden. Die CO_2-Emissionen würden hierdurch im Jahr 2020 um 10 Mt geringer ausfallen.

Wirtschaftlichkeit: Um das Sanierungspotenzial auszuschöpfen, wären bis 2020 Investitionskosten von circa 60 Mrd. EUR in Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung, wie zum Beispiel bessere Wärmedämmung, Austausch von Fenstern, effizientere Heizungssysteme oder Gebäudeleittechnik, über den Referenzpfad hinaus notwendig. Diesen Investitionen würden Einsparungen von circa 4 Mrd. im Jahr 2020 gegenüberstehen. Bei einer angenommenen Lebensdauer der Sanierungsmaßnahmen von 25 Jahren würde der interne Zinsfuß 4 % betragen.

Versorgungssicherheit: Die Übertragung dieses Fallbeispiels auf Deutschland hätte keine direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Indirekt würde sich jedoch ein positiver Effekt einstellen, da durch den verminderten Primärenergiebedarf die Abhängigkeit Deutschlands von Rohstoffimporten sinken würde.

Rahmenbedingungen: Für eine flächendeckende Erhöhung der energetischen Sanierungsrate müssen insbesondere zwei Hürden abgebaut werden. Zum einen können Vermieter die Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen nicht direkt in vollem Umfang an ihre Mieter weitergeben, obwohl diese die Hauptnutznießer der resultierenden Heizkosteneinsparungen sind (Prinzipal-Agent-Problem). Zum anderen sind vielen Hausbesitzern die Amortisationszeiträume zu lang oder sie verfügen nicht über ausreichendes Kapital für die Sanierung. Hier können jedoch Maßnahmen wie das in Berlin erprobte Energiespar-Contracting helfen.

Ca. **10 Mt CO_2** Einsparungen im Jahr 2020	Ca. **4 %** interner Zinsfuß	Geringe Auswirkung

156 Vgl. CO_2 online: Heizenergieverbrauch in Deutschland (2010)

157 Vgl. zum Beispiel dena: Sanierungsstudie (2010)

158 Betrachteter Zeitraum: 2005 bis 2008, bezogen auf den Gesamtbestand der Gebäude. Höhere Sanierungsraten von bis zu 1,1% wurden bei der Sanierung von Altbauten beobachtet. Vgl. Institut der Wirtschaft Köln: Energetische Sanierung, Quote ohne Aussagekraft (2012)

159 Prinzipal-Agent-Problem: Der Investor ist kein direkter Nutznießer der durch die Investition realisierten Einsparungen, wie zum Beispiel bei der energetischen Sanierung von Mietshäusern

160 Gebäude, die auf diese Weise in Berlin saniert wurden: zum Beispiel Auswärtiges Amt, Bundesinstitut für Risikobewertung, Jüdisches Museum, Kulturforum

161 Vgl. Umweltbundesamt: Energiespar-Contracting als Beitrag zu Klimaschutz und Kostensenkung

162 Dies bedeutet zum Beispiel für ein Wohngebäude, das bis 1948 errichtet wurde (unsanierter Verbrauch 157 kWh/m²), eine Sanierung auf 79 kWh/m² (8 l Öläquivalent/m²), für Gebäude, die zwischen 1948 und 1978 errichtet wurden (unsanierter Verbrauch 157 kWh/m²), eine Sanierung auf 71 kWh/m² (7 l Öläquivalent/m²), für Gebäude zwischen 1978 und 1990 (unsanierter Verbrauch 138 kWh/m²) eine Sanierung auf 55 kWh/m² (6 l Öläquivalent/m²) und für alle Gebäude, die nach 1990 errichtet wurden, eine Sanierung auf 42 kWh/m² (4 l Öläquivalent/m²)

Fallbeispiel **m**

Wärmepumpen

Eine Wärmepumpe entzieht zum Beispiel dem Boden oder der Luft unter Aufwendung mechanischer oder elektrischer Energie thermische Energie und stellt diese zur Raumheizung zur Verfügung. Das Verhältnis aus in den Heizkreis eingebrachter thermischer Energie und eingesetzter mechanisch-elektrischer Energie liegt bei Wärmepumpen derzeit zwischen 2,5 und 6,3[163]. Das heißt: Wärmepumpen benötigen selbst weniger Energie, als sie zum Heizen zur Verfügung stellen. Daher weisen strombetriebene Wärmepumpen, bei hinreichend kleiner CO_2-Intensität des Kraftwerksparks, auch geringere CO_2-Emissionen als Gas- oder Ölthermen auf.

Schweden ist ein Vorreiter bei der Durchdringung mit Wärmepumpen: Das Land will seinen Heizbedarf bis 2020 ohne fossile Energieträger decken[164] und forciert den Ausbau mit staatlicher Unterstützung und öffentlichkeitswirksamen Referenzanlagen[165]. Momentan sind in Schweden bei 9,5 Mio. Einwohnern 1 Mio. Wärmepumpen installiert, gegenüber circa 0,5 Mio. Wärmepumpen in Deutschland bei circa 81 Mio. Einwohnern[166].

1 Mio.
Schweden

0,5 Mio.
Deutschland

Installierte Wärmepumpen

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: Ausgehend von den in Deutschland installierten circa 0,5 Mio. Wärmepumpen wird im Rahmen des Referenzpfads eine Verdopplung auf circa 1 Mio. Wärmepumpen bis 2020 erwartet[167]. Falls zukünftig bei circa 90 % aller Neubauten und 15 % aller Heizungssanierungen Wärmepumpen eingebaut würden[168], ergäben sich zusätzlich zu den 1 Mio. Wärmepumpen im Referenzpfad weitere 0,7 Mio. Wärmepumpen bis 2020.

Umweltverträglichkeit: Der Ausbau zusätzlicher 0,7 Mio. Wärmepumpen bis 2020 würde im Jahr 2020 zu einer Senkung des Primärenergiebedarfs um 18 PJ und zu einer Senkung der CO_2-Emissionen um 0,6 Mt für das Jahr 2020 führen. Durch den Betrieb zusätzlicher 0,7 Mio. Wärmepumpen würde der Strombedarf im Jahr 2020 um circa 1 TWh steigen.

Wirtschaftlichkeit: Eine Steigerung der Anzahl der Wärmepumpen um 0,7 Mio. auf 1,7 Mio. würde zusätzliche Investitionskosten in Höhe von circa 2 Mrd. EUR bis 2020 erfordern. Dem würden Einsparungen durch reduzierten Brennstoffbedarf von 140 Mio. EUR im Jahr 2020 gegenüberstehen. Die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen hängt bei dem für 2020 erwarteten Verhältnis von Strompreis und Gaspreis davon ab, ob die Installation im Rahmen eines Neubaus oder einer Renovierung erfolgt[169]. Bei einer angenommenen Lebensdauer installierter Wärmepumpen von 20 Jahren beträgt der durchschnittliche interne Zinsfuß 2 %.

Versorgungssicherheit: Die Übertragung dieses Fallbeispiels auf Deutschland hätte keine direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Indirekt würde sich ein positiver Effekt einstellen, denn durch den verminderten Primärenergiebedarf würde die Abhängigkeit Deutschlands von Rohstoffimporten sinken. Dem stünde jedoch der erhöhte Strombedarf entgegen.

Rahmenbedingungen: Unter den aktuellen Rahmenbedingungen scheint die Installation von Wärmepumpen aufgrund des höheren Heizenergiebedarfs pro Quadratmeter vorwiegend bei Bestandsgebäuden attraktiv. Eine relative Verbilligung des Strompreises vor allem gegenüber dem Gaspreis würde die wirtschaftliche Attraktivität von Wärmepumpen erhöhen. So würde ein relativer Anstieg des Gaspreises gegenüber dem Strompreis um circa 15 % den internen Zinsfuß von circa 2 % auf circa 5 % anheben.

0,6 Mt CO_2 Einsparungen im Jahr 2020	Durchschnittlich **2 %** interner Zinsfuß [169]	Geringe Auswirkung

163 Betrachtung der Leistungszahl einer Wärmepumpe, das heißt des Verhältnisses von thermischer Energie zu mechanisch elektrischer Energie unter Einbezug des Strombedarfs für Nebenaggregate wie Pumpen. Zum Beispiel Wärmepumpen Schweiz (vgl. http://www.effiziente-waermepumpe.ch/wiki/Leistungszahl_(COP)

164 Vgl. Kapitel 1

165 So wird zum Beispiel der königliche Palast in Drottningholm unter anderem mit Wärmepumpentechnik beheizt. Quelle: www.symbiocity.org

166 Vgl. EHPA: European Heat Pump Statistics (2012); Destatis: Demographischer Wandel in Deutschland (2011)

167 Konservative Szenarios, vgl. BWP-Branchenstudie 2011: Szenarien und politische Handlungsempfehlungen; Bundesverband Wärmepumpe (2011)

168 Bei einer Austauschrate von Heizungen in Bestandsgebäuden von 2,1 % pro Jahr ergibt sich bis 2020 ein Austausch von circa 15 % (Quelle: Institut der Wirtschaft Köln, 2011). Annahme: Ausstattung aller neu gebauten Einfamilienhäuser mit Wärmepumpen; 90 % aller Neubauten sind Einfamilienhäuser. Vgl. Heinze Marktforschung: Bauen in Deutschland (2011)

169 Aufgrund höherer Energieeinsparungen bei angenommen konstanten Investitionskosten weisen Renovierungen eine höhere Wirtschaftlichkeit auf als Neubauten: So beträgt der interne Zinsfuß hier circa 9 %, das heißt, Investitionen würden sich nach circa elf Jahren amortisieren

Fallbeispiel **n**

Haushaltsgeräte

Alte Haushaltsgeräte weisen eine geringere Energieeffizienz auf als Neugeräte: So verbraucht zum Beispiel ein neuer Kühlschrank der aktuell höchsten Effizienzklasse 150 kWh pro Jahr und damit circa 30 % weniger als ein durchschnittlicher, zehn Jahre alter Kühlschrank mit einem Jahresverbrauch von 220 kWh[170].

Um das Effizienzpotenzial zu realisieren, das im Austausch Weißer Ware[171] steckt, hat Mexiko 2009 ein Anreizsystem geschaffen. Ziel war es, Kühlschränke, die älter als zehn Jahre waren, durch neue Geräte zu ersetzen. Bedingung war, dass die Neugeräte den mexikanischen Effizienzstandard um mindestens 5 % überbieten mussten. Das Anreizsystem bot Barauszahlungen und Subventionen von Finanzierungslösungen sowie zusätzliche Leistungen für den Abtransport und das Recycling der Altgeräte. Im Rahmen des Programms haben seit 2009 1,5 Mio. Haushalte ihre alten Kühlschränke ersetzt[172]. Dadurch konnte die durchschnittliche Stromnachfrage pro Haushalt um 7 % reduziert werden[173].

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: Ein Großteil der in Deutschland betriebenen Haushaltsgeräte ist durch sein Alter von mehr als zehn Jahren[174] hinsichtlich der Energieeffizienz nicht auf dem Stand der Technik. Der Austausch dieser Geräte bis 2020 durch Haushaltsgeräte der Effizienzklasse A+++, die gegenüber zehn Jahre alten Geräten durchschnittlich circa 30 % weniger Strom verbrauchen[175], birgt somit ein weiteres Potenzial zur Steigerung der Energieeffizienz in Haushalten. Es wird hier angenommen, dass 100 % der Weiße-Ware-Geräte mit einem Alter von mehr als zehn Jahren durch Neugeräte ersetzt werden.

Umweltverträglichkeit: Die Ersetzung der Haushaltsgeräte würde den Stromverbrauch im Jahr 2020 um circa 5 TWh reduzieren und damit die CO_2-Emissionen im Jahr 2020 um circa 2,5 Mt über die im Referenzpfad inkludierte Geräteffizienzsteigerung hinaus senken.

5 TWh
Einsparpotenzial im Jahr 2020

Wirtschaftlichkeit: Der Austausch der Geräte würde für die Haushalte bis 2020 Investitionskosten von 40 Mrd. EUR bedeuten. Aus der Senkung des Strombedarfs würden Einsparungen von circa 1,2 Mrd. EUR im Jahr 2020 resultieren. Ob sich der Austausch lohnt, hängt vom Produkt ab: So rechnet sich der Austausch bei einem Wäschetrockner nach circa zehn Jahren, während er sich bei anderen Geräten allein über den verminderten Stromverbrauch nicht rechnet.

Versorgungssicherheit: Die Übertragung dieses Fallbeispiels auf Deutschland hätte keine direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Indirekt ergibt sich jedoch ein positiver Effekt: Durch die Nachfragesenkung wird bei gleichbleibenden Kraftwerkskapazitäten die Sicherheit der Stromversorgung erhöht.

Rahmenbedingungen: Ein weitreichender Austausch der Weißen Ware im beschriebenen Rahmen ist volkswirtschaftlich nicht attraktiv. Dies ändert sich, wenn man nicht den Austausch von Altgeräten des Bestands, sondern die Entscheidung zwischen Neugeräten verschiedener Effizienzklassen betrachtet: So amortisiert sich zum Beispiel die Mehrinvestition in einen Kühlschrank der Effizienzklasse A+++ gegenüber einem Gerät der Effizienzklasse A+ nach circa zehn Jahren[176].

2,5 Mt CO_2
Einsparungen im Jahr 2020

+10 % bis –30 %
interner Zinsfuß,
–4 %
im Durchschnitt über alle Geräte[177]

Geringe Auswirkung

170 GfK (2012, 2002); höchste Effizienzklasse in Deutschland für Geräte Weißer Ware ist A+++

171 Als »Weiße Ware« werden für gewöhnlich fest installierte Haushaltsgeräte bezeichnet, die oft eine weiße Verkleidung haben: Kühlschränke, Gefriertruhen, Wasch- und Spülmaschinen und Wäschetrockner

172 Die Kosten des Programms beliefen sich von 2009 bis 2012 auf circa 130 Mio. USD. Vgl. Energy Institute at Haas Business School: Cash for Coolers (2012)

173 Hierbei ist zu bemerken, dass der durchschnittliche Haushaltsstromverbrauch in Mexiko bei 1,8 MWh pro Jahr liegt, gegenüber 3,5 MWh in Deutschland. Der Ersatz eines Kühlschranks hat daher in Mexiko prozentual einen höheren Einfluss auf den Haushaltsverbrauch als dies in Deutschland der Fall wäre. Quelle: Enerdata; World Energy Council (2010)

174 Aktuell sind 40 % der Kühlschränke, 30 % der Spülmaschinen, 35 % der Waschmaschinen, 40 % der Gefrierschränke und 30 % der Wäschetrockner in Deutschland älter als zehn Jahre. Quelle: GfK (2012)

175 GfK (2012)

176 350-Liter-Kühlschrank, Preisdifferenz 250 EUR; Quelle: Preisvergleiche auf den Internetseiten großer Einzelhändler

177 Unterschiedlicher interner Zinsfuß bei unterschiedlichen Haushaltsgeräten; so haben Kühlschränke einen durchschnittlichen Zinsfuß von –25 %, Spülmaschinen –20 %, Waschmaschinen –28 %, Gefrierschränke –8 % und Wäschetrockner –10 %. Berechnung des durchschnittlichen Zinsfußes gewichtet mit Einsparpotenzial

Fallbeispiel **o**

Integriertes Straßenverkehrsmanagement

In Großstädten kann ein Verkehrsleitsystem, das nicht an den Verkehrsfluss angepasst ist, dazu führen, dass beispielsweise unkoordinierte Ampelschaltungen oder starre Geschwindigkeitsanzeigen einen starken Verkehrsfluss weiter drosseln und Staus oder stockenden Verkehr verursachen.

17 km/h
2008

14 km/h
2004

Steigerung der Geschwindigkeit im Stadtverkehr in Seoul

Beispiel Seoul: Hier führte das hohe Bevölkerungswachstum mit der Zunahme des PKW-Bestands dazu, dass die durchschnittliche Fahrgeschwindigkeit von PKWs im Stadtverkehr von 1999 bis 2004 um 50 % auf 14 km/h sank. Die Stadtverwaltung reagierte unter anderem mit einem integrierten Echtzeit-Staumanagement für den Bus- und Autoverkehr. Als Ergebnis konnte die durchschnittliche Verkehrsgeschwindigkeit um circa 20 % von 14 km/h im Jahr 2004 auf 17 km/h im Jahr 2008 gesteigert werden[178].

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: Angenommen wird, dass in den vier größten deutschen Städten, Berlin, Hamburg, München und Köln, ein verbessertes Verkehrsmanagementsystem ähnlich dem Fallbeispiel Seoul etabliert werden kann. Ausgehend von der aktuellen Durchschnittsgeschwindigkeit in den Städten[179] kann diese wie in Seoul um circa 20 % gesteigert werden.

Umweltverträglichkeit: Durch die Erhöhung der innerstädtischen Fahrgeschwindigkeit in den vier größten Städten analog zu dem Fallbeispiel Seoul um 20 % von durchschnittlich 24 auf 29 km/h[180] würde der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch im innerstädtischen Verkehr um circa 5 % sinken. Hierdurch würden im Jahr 2020 100 Mio. l Treibstoff eingespart und damit 0,2 Mt CO_2 vermieden.

Wirtschaftlichkeit: Für den Aufbau intelligenter Verkehrsmanagementsysteme über das aktuelle Maß hinaus entstünden bis 2020 Investitionskosten in Höhe von 60 Mio. EUR[181]. Diesen stünden jedoch volkswirtschaftliche Einsparungen aus verminderten Treibstoffkosten von 160 Mio. EUR jährlich gegenüber.

Versorgungssicherheit: Die Übertragung dieses Fallbeispiels auf Deutschland hätte keine direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Indirekt würde sich jedoch ein positiver Effekt einstellen, da durch den verminderten Primärenergiebedarf in Form von Treibstoff die Abhängigkeit Deutschlands von Rohstoffimporten sinken würde.

Rahmenbedingungen: Die Umsetzung erscheint grundsätzlich realistisch. Sie erfordert jedoch die Überwindung von Transaktionskosten, die zum Beispiel durch Voranalysen zum Verkehrsfluss sowie durch die Abstimmung der wesentlichen Entscheider entstehen.

0,2 Mt CO_2 Einsparungen im Jahr 2020	Ca. 100 % interner Zinsfuß	Geringe Auswirkung

178 Verkehrsbehörde Seoul

179 Die Durchschnittsgeschwindigkeit von 24 km/h in Berlin wurde aufgrund fehlender alternativer Daten auf die weiteren betrachteten Großstädte Deutschlands übertragen. Vgl. Stadt Berlin: Mobilität der Stadt – Berliner Verkehr in Zahlen (2010)

180 Durchschnitt der vier betrachteten Städte

181 Im Fallbeispiel kostet die integrierte Verkehrssteuerung 7,90 EUR pro Einwohner. Dieser Wert wurde auch für den Übertrag auf Deutschland verwendet. Verkehrsnetzsteuerungssysteme umfassen eine Optimierung der Ampelschaltung sowie eine adaptive Regelung des Verkehrsflusses. Die Investitionskosten decken unter anderem die Erweiterung der Ampelsteuerung mit einer adaptiven Steuerung ab

Fallbeispiel **p**

Fahrerassistenzsysteme in U-Bahnen

U-Bahnen sind in Großstädten ein effektives und relativ sicheres Fortbewegungsmittel. Seit dem Bau der ersten U-Bahn 1863 in London ist dieses Verkehrsmittel stark gewachsen. Mittlerweise haben knapp 190 Städte U-Bahnen, wobei das Netz in Peking mit derzeit 442 km das längste der Welt ist[182]. In Deutschland gibt es in vier Städten U-Bahnen. Hier sind insgesamt 1.500 Züge im Einsatz, deren Stromverbrauch sich auf 0,7 TWh beläuft[183]. Dieser Stromverbrauch kann durch Fahrerassistenzsysteme gesenkt werden. Sie optimieren den Energieverbrauch von U-Bahn-Zügen durch Steuerung der Türen, der Stopps sowie der Fahrten zwischen den U-Bahnhöfen. In China werden alle neuen U-Bahnen mit Fahrerassistenzsystemen ausgestattet. Gegenüber einer konventionellen U-Bahn-Steuerung verbrauchen die U-Bahnen so 15 % weniger Strom.

-15 %
Stromverbrauch U-Bahnen durch Fahrerassistenzsysteme

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: Durch die Ausstattung aller 1.500 deutschen U-Bahn-Züge mit Fahrerassistenzsystemen wird deren Stromverbrauch um 15 % gesenkt.

Umweltverträglichkeit: Mit der Etablierung dieser Maßnahme ließen sich 40.000 t CO_2 und 0,1 TWh Strom im Jahr 2020 einsparen.

Wirtschaftlichkeit: Die Aufrüstung der U-Bahnen würde im Jahr 2020 Kosteneinsparungen von circa 14 Mio. EUR durch verminderte Stromkosten verursachen. Nach Aussagen der Hersteller fielen Investitionskosten in vergleichbarer Größenordnung an. Das heißt: Die Maßnahme würde sich innerhalb eines Jahres rentieren.

Versorgungssicherheit: Die Übertragung dieses Fallbeispiels auf Deutschland hätte keine direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Indirekt ergibt sich jedoch ein positiver Effekt: Durch die Nachfragesenkung wird bei gleichbleibenden Kraftwerkskapazitäten die Sicherheit der Stromversorgung erhöht.

Rahmenbedingungen: Die Umsetzung der Maßnahme erscheint realistisch. Im Vorfeld sind die Hersteller gefordert, den Kommunen und Verkehrsunternehmen die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen aufzuzeigen. Die Entscheider müssen zudem über Kapital für die erforderlichen Investitionen verfügen.

0,04 Mt CO_2	**100 %**	Geringe Auswirkung
Einsparungen im Jahr 2020	interner Zinsfuß	

182 metrobits.org; Economist (5.1.2013)

183 Vgl. Verband Deutscher Verkehrsunternehmen: VDV-Statistik (2011)

Fallbeispiel **q**

LED-Straßenbeleuchtung

ca. 1 %

Anteil Straßenleuchten am Stromverbrauch in Deutschland

Leuchtdioden (Light Emitting Diodes, kurz LEDs) sind aufgrund ihrer geringeren Wärmeentwicklung deutlich effizienter als andere Leuchtmittel. In Pilotprojekten beträgt die Einsparung gegenüber Natrium-Hochdrucklampen circa 60 %[184]. Eine stärkere Nutzung von LEDs bei der Straßenbeleuchtung erhöht daher die Energieeffizienz: Mehr als 9 Mio. Straßenleuchten in Deutschland verbrauchen derzeit 4 TWh pro Jahr und damit immerhin circa 1% des deutschen Stromverbrauchs[185].

International hat eine Reihe von Städten den Austausch der klassisch verwendeten Natrium-Hochdrucklampen durch LEDs vorangetrieben. In den USA installierte zum Beispiel Los Angeles von 2009 bis 2013 in 146.000 Ampeln und Straßenleuchten LEDs[186]. Mit Investitionen von umgerechnet circa 45 Mio. EUR konnte eine Reduzierung des Stromverbrauchs um circa 60 % erreicht werden.

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: Es wird unterstellt, dass bis 2020 75 % der Straßenleuchten in Deutschland auf LED-Leuchtmittel umgerüstet werden können[187]. Je Leuchte führt dies zu einer Effizienzsteigerung von circa 60 % gegenüber den derzeit verwendeten Quecksilber- oder Natriumdampfleuchten.

Umweltverträglichkeit: Durch die Erhöhung der Effizienz im Straßenbeleuchtungssektor könnte der Stromverbrauch im Jahr 2020 um 1,8 TWh gesenkt werden. Als Folge würden die CO_2-Emissionen 2020 um circa 0,8 Mt verringert.

Wirtschaftlichkeit: Bei Investitionskosten von circa 2,8 Mrd. EUR zum Austausch der vorgesehenen Leuchtmittel bis 2020 würden sich (ab) 2020 jährliche Einsparungen von 0,3 Mrd. EUR durch die Senkung des Strombedarfs ergeben. Basierend auf einer angenommenen Lebenszeit von circa 20 Jahren, ergibt sich ein interner Zinsfuß von 6 %. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist der Austausch der Leuchtmittel daher lohnenswert.

Versorgungssicherheit: Die Übertragung dieses Fallbeispiels auf Deutschland hätte keine direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Indirekt ergibt sich jedoch ein positiver Effekt: Durch die Nachfragesenkung wird bei gleichbleibenden Kraftwerkskapazitäten die Sicherheit der Stromversorgung erhöht.

▶ S. 55
Antriebe in der Industrie

Rahmenbedingungen: Die relativ langen Amortisationszeiten bedingen für eine erfolgreiche Umsetzung gegebenenfalls die Etablierung oder den Ausbau entsprechender Geschäftsmodelle wie das Energiespar-Contracting (siehe Fallbeispiele j und l).

▶ S. 59
Energetische Gebäudesanierungen

0,8 Mt CO_2	6 %	Geringe Auswirkung
Einsparungen im Jahr 2020	interner Zinsfuß	

184 Stromeinsparung bei gleicher Lichtstärke (»Lumenfluss«). Vgl. Clinton Climate Initiative: City of Los Angeles – LED Street Lighting Case Study (2011)

185 Vgl. BMWI: Energie in Deutschland; www.strassenlicht.de

186 LED-Leuchten wurden auch schon in Deutschland installiert, so zum Beispiel in Freiburg (vgl. Badische Zeitung: Stadt gewinnt zwei Millionen Euro für LED-Masterplan, 6.5.2013) und Regensburg (vgl. Pressemitteilung der Stadt Regensburg: Stadt Regensburg baut LED-Beleuchtung weiter aus, 24.4.2013)

187 Vgl. Handelsblatt: Wenn das Straßenlicht zum Spektakel wird (17.4.2012)

Fallbeispiel **r**

Öffentlicher Personennahverkehr

Im Rahmen ihres Energiekonzepts ist die Bundesregierung bestrebt, den Ausbau des Öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) zu fördern[188]. Denn: Ein erhöhter Anteil öffentlicher Verkehrsmittel reduziert nicht nur die CO_2-Emissionen, sondern auch die städtischen Belastungen durch Stickoxid, Feinstaub und Lärm. 2010 betrug der ÖPNV-Anteil in ganz Deutschland 8 %[189], in den Städten liegt er jedoch deutlich höher. Im Jahr 2009 lag der ÖPNV-Anteil zum Beispiel in Berlin bei 29 % und in München bei 26 %[190]. Ein Vorreiter des ÖPNV ist die österreichische Hauptstadt. In Wien gibt es mehr als 4.600 öffentliche Haltestellen, die jeweils nächstgelegene ist von keinem Ort der Stadt mehr als 15 Min. Fußweg entfernt. Der ÖPNV-Anteil an allen Wegen erreicht hier 35 %, circa neun Prozentpunkte mehr als zum Beispiel in München[191].

35 %
ÖPNV-Anteil an allen Wegen in Wien

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: Es wird angenommen, dass der ÖPNV-Anteil in den deutschen Großstädten Berlin, Hamburg, München und Köln analog zu Wien auf 35 % der Wegstrecken gesteigert wird. Parallel dazu geht in den genannten Städten der PKW-Verkehr zurück[192]. Da der ÖPNV im Durchschnitt geringere spezifische CO_2-Emissionen aufweist als PKWs, würde dies zu einer Reduzierung der CO_2-Emissionen führen[193].

Umweltverträglichkeit: Mit einer Steigerung des ÖPNV-Anteils auf 35 % der Wegstrecken in Berlin, Hamburg, München und Köln könnten im Jahr 2020 0,7 Mt CO_2 eingespart werden.

Wirtschaftlichkeit: Der wirtschaftliche Aspekt dieser Maßnahme ist schwer zu bemessen, denn eine Erhöhung des ÖPNV-Anteils lässt sich durch viele Ansätze realisieren. Diese reichen von einer vergleichsweise kostengünstig umsetzbaren besseren Taktung der bestehenden Flotten bis hin zu einer umfassenden Erweiterung der Bus- und U-Bahn-Systeme[194].

Versorgungssicherheit: Die Übertragung dieses Fallbeispiels auf Deutschland hätte keine direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Indirekt würde sich jedoch ein positiver Effekt einstellen, denn durch den verminderten Primärenergiebedarf in Form von Treibstoff würde Deutschlands Abhängigkeit von Rohstoffimporten sinken.

Rahmenbedingungen: Insbesondere bei der stärkeren Nutzung von Straßen- und U-Bahnen ist der Ausbau von ÖPNV-Netzen mit hohen Investitionskosten und längeren Vorlaufzeiten verbunden. Da die Betreiber zumeist städtische Betriebe mit beschränkten Kapitalreserven sind, hängt eine Erhöhung des ÖPNV-Anteils davon ab, inwieweit Finanzierungen oder Finanzierungsmodelle entwickelt werden können.

0,7 Mt CO_2 Einsparungen im Jahr 2020	Schwer messbar	Geringe Auswirkung

188 Vgl. zum Beispiel Deutscher Bundestag, Drucksache 17/3340, 20.10.2010

189 Gemessen als Anteil am Personenverkehrsaufwand. Vgl. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung: Verkehr in Zahlen 2011/2012 (Stand November 2012)

190 Vgl. Stadtwerke München: Informationen für die Medien (September 2010); Stadt Berlin: ÖPNV-Gesamtbericht 2010 des Landes Berlin

191 Vgl. Siemens: Modellstadt für Mobilität (2009)

192 Der PKW-Verkehr in den genannten Großstädten beträgt derzeit durchschnittlich 36 %. Vgl. Haspa: L(i)ebenswertes Hamburg (2010); Stadtwerke München: Informationen für die Medien (September 2010); Stadt Berlin: ÖPNV-Gesamtbericht 2010 des Landes Berlin

193 Für den ÖPNV wird unter Annahme des Strommix im Jahr 2020 eine durchschnittliche spezifische Emission von 83 g CO_2/km angesetzt, gegenüber 144 g CO_2/km für PKWs. Vgl. Destatis: Verkehr in Zahlen (2006)

194 Auch innerhalb des jeweiligen Ansatzes variieren die Kosten stark: So erreichen die Investitionskosten pro Streckenkilometer »Urban Rail« circa 40 bis 110 Mio. EUR. Vgl. B. Flyvbjerg et al.: Comparison of Capital Costs per Route-Kilometre in Urban Rail, European Journal of Transport and Infrastructure Research (2008)

Fallbeispiel s

Elektrobusse im öffentlichen Nahverkehr

ca. 0,5 Mrd. l
Dieselverbrauch von Stadtbussen

Busse sind das am weitesten verbreitete Nahverkehrsmittel in deutschen Städten: Hierzulande legten die knapp 22.000 Busse 2011 fast 1 Mrd. km zurück[195]. Die Busflotte wird momentan nahezu komplett mit Diesel betrieben. Im Jahr 2011 verbrauchten Busse in Deutschland circa 0,5 Mrd. l Diesel und emittierten dabei 1,3 Mt CO_2 pro Jahr[196].

Elektrobusse sind eine emissionsarme Alternative: Wird CO_2-armer Strom verwendet, sinken die CO_2-Emissionen. Die Städte profitieren zudem von weniger Stickoxid, Feinstaub und Lärm. Die österreichische Hauptstadt Wien pilotiert aktuell den Einsatz von Elektrobussen. Bis Sommer 2013 werden zwei Buslinien im Stadtzentrum mit batteriegespeichertem Strom befahren. Hierdurch soll der Dieselverbrauch bereits um circa 16.000 l pro Jahr sinken. Der zusätzliche Strombedarf wird auf circa 600 MWh pro Jahr taxiert.

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: Bis 2020 wird angenommen, dass ein Drittel der neu angeschafften Stadtbusse elektrisch betrieben wird. Bei einer Erneuerungsrate von 8 % pro Jahr würden so bis 2020 mehr als 2.000 Elektrobusse auf deutschen Straßen fahren. Dies würde zu einer Reduzierung der CO_2-Emissionen führen, denn nach dem im Referenzpfad für 2020 erwarteten Erzeugungsmix für Strom würden Elektrobusse hinsichtlich der spezifischen CO_2-Emissionen sauberer fahren als Dieselbusse[197].

Umweltverträglichkeit: Würden die in Deutschland infrage kommenden Busse durch Elektrobusse ersetzt, könnten 2020 pro Jahr 20.000 t CO_2 eingespart und der Primärenergiebedarf könnte um 1,7 PJ reduziert werden. Parallel dazu würde der Strombedarf im Jahr 2020 um 0,2 TWh steigen.

Wirtschaftlichkeit: Die Erhöhung des Elektrobusanteils würde bis 2020 zusätzliche Investitionen von circa 400 Mio. EUR erfordern[198]. Die Treibstoffeinsparungen, abzüglich der Mehrkosten durch den Stromverbrauch der Elektrobusse, würden sich im Jahr 2020 auf circa 35 Mio. EUR summieren. Aufgrund der angenommenen Lebensdauer von Elektrobussen von zwölf Jahren ergibt sich ein interner Zinsfuß von 1%. Mit den erwarteten weiteren Kostensenkungen in der Batterietechnik, insbesondere bei Lithium-Ionen-Akkus (siehe Fallbeispiel h), wird die Attraktivität von Elektrobussen langfristig zunehmen.

▶ S. 50
Stromspeicher

Versorgungssicherheit: Die Übertragung dieses Fallbeispiels auf Deutschland hätte keine direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Indirekt würde sich jedoch ein positiver Effekt einstellen, denn durch den verminderten Primärenergiebedarf würde Deutschlands Abhängigkeit von Rohstoffimporten sinken.

Rahmenbedingungen: Die Einführung von Elektrobussen ist wirtschaftlich nicht attraktiv und zudem lassen sich auch nur geringe CO_2-Einsparungen erzielen. Argumente wie die verminderte Belästigung durch Lärm, Feinstaub und Stickoxid könnten jedoch auch für das Einführen von Elektrobussen sprechen.

0,02 Mt CO_2 Einsparungen im Jahr 2020	**1%** interner Zinsfuß [199]	Geringe Auswirkung

195 Vgl. Verband Deutscher Verkehrsunternehmen: VDV-Statistik (2011)

196 Vgl. Verband Deutscher Verkehrsunternehmen: VDV-Statistik (2011)

197 Die CO_2-Intensität des Erzeugungsmix 2020 (0,44 kg CO_2/kWh) impliziert eine CO_2-Intensität von 96,8 kg CO_2/100 km für Elektrobusse. Dem stehen durchschnittliche Emissionen von 132 kg CO_2/100 km bei Dieselbussen gegenüber. Quelle: Referenzpfad; Spritmonitor: Berechnung CO_2-Ausstoß (2013)

198 Elektrobusse sind durchschnittlich 17.000 EUR teurer als Dieselbusse. Quelle: Interview mit Industrieexperten

199 Die Maßnahme ist damit nicht wirtschaftlich: Der interne Zinsfuß von 1% liegt unter den für die Volkswirtschaft mit 4% angesetzten Kapitalkosten

Fallbeispiel t

Alternative Fortbewegungsmittel

Die Förderung alternativer Fortbewegungsmittel ist neben dem Ausbau des ÖPNV ein weiterer Ansatz zur Verringerung innerstädtischer Emissionen und Lärmbelästigung. Zwei Fallbeispiele aus Dänemark und China beschreiben unterschiedliche Wege.

29 %
Anteil Fahrradverkehr in Kopenhagen

In Kopenhagen hat der Fahrradverkehr einen Anteil von 29 % am Stadtverkehr; rund die Hälfte der arbeitenden oder studierenden Bevölkerung nutzt das Rad täglich für Fahrten zum Arbeits- oder Ausbildungsplatz. Diese hohen Werte sind das Ergebnis einer gesamthaften Strategie der Stadtverwaltung in den vergangenen zehn Jahren[200]. Eine Erhöhung des Radanteils ist auch in Deutschland anvisiert: Nach dem Willen der Bundesregierung soll der Fahrradanteil am Stadtverkehr bis 2020 gesteigert werden[201].

Elektroroller verursachen weniger Emissionen von CO_2, Stickoxid und Feinstaub als herkömmliche Zweitaktroller oder Mopeds[202]. Zudem sind sie leiser und können so einen Beitrag zur Erhöhung der Lebensqualität in Städten leisten. In Deutschland hat die Bundesregierung im Rahmen des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität das Ziel formuliert, den Anteil von Elektrorollern bis 2020 zu steigern[203]. China hat den Anteil von Elektrorollern am Stadtverkehr bereits messbar erhöht. Seit den 1990er-Jahren hat man Elektroroller hier durch die Einführung von Auflagen für herkömmliche Roller und Mopeds indirekt gefördert. Dadurch stieg die Zahl der Elektroroller zwischen 1998 und 2008 von 56.000 auf 21 Mio.[204].

Übertrag auf Deutschland

Ansatz: In den deutschen Großstädten wird der Fahrradverkehrsanteil von derzeit durchschnittlich 10 % bis 2020 auf den Wert Kopenhagens (29 %) erhöht. Es wird angenommen, dass die vermehrt mit dem Fahrrad zurückgelegten Wege[205] dazu führen werden, dass der PKW-Verkehr und der ÖPNV

zurückgehen. Hinsichtlich der Elektroroller wird für die Übertragung untersucht, welches die Auswirkungen wären, wenn bis 2020 die zurzeit 3,9 Mio. Mopeds und Motorroller in Deutschland durch Elektroroller ersetzt werden könnten[206].

Umweltverträglichkeit: Die Förderung des Fahrradverkehrs in den Großstädten und die damit einhergehende Abnahme des PKW-Verkehrs könnten die CO_2-Emissionen im Jahr 2020 um 3 Mt reduzieren. Durch den verringerten Treibstoffbedarf könnte sich ein Primärenergiebedarf im Umfang von 29 PJ einsparen lassen[207]. Der Austausch von Motor- durch Elektroroller würde im Jahr 2020 weitere 0,3 Mt CO_2 und 2 PJ Primärenergiebedarf einsparen. Gleichzeitig stiege der Strombedarf im Jahr 2020 um 0,2 TWh.

Wirtschaftlichkeit: Mehr Fahrradverkehr in den Städten erfordert zum Beispiel bauliche Änderungen im Straßennetz, die sich finanziell aber nur schwer bemessen lassen. Deshalb wurde im Rahmen dieser Studie für die Förderung des Fahrradverkehrs keine gesamthafte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt[208]. Eine vermehrte Etablierung von Elektrorollern würde zu zusätzlichen Kosten von 1,9 Mrd. EUR bis 2020 führen[209]. Die Treibstoffeinsparungen, abzüglich der Mehrkosten für den Stromverbrauch der Motorroller, würden sich im Jahr 2020 auf circa 0,1 Mrd. EUR summieren. Unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten erscheint diese Maßnahme daher unattraktiv.

Versorgungssicherheit: Die Übertragung dieser Fallbeispiele auf Deutschland hätte keine direkten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Durch den verringerten Primärenergiebedarf beider Maßnahmen würde jedoch Deutschlands Abhängigkeit von fossilen Energieträgern sinken.

Rahmenbedingungen: Zur Steigerung des Verkehrsanteils von Fahrrädern sind neben Investitionen in eine verbesserte Infrastruktur auch eine Gesamtstrategie wie in Kopenhagen und gezielte Akzeptanzkampagnen für die Bevölkerung erforderlich. Der Ersatz von Mopeds und Motorrädern durch Elektroroller erscheint auf rein wirtschaftlicher Basis unter den aktuellen und bis 2020 erwarteten Rahmenbedingungen nicht realistisch. Langfristig könnte die Attraktivität allerdings steigen, wenn die Kosten für Batterien wie erwartet sinken (siehe Fallbeispiel h). In China war die Umsetzung vor allem deshalb besonders erfolgreich, weil Nutzungsbeschränkungen von Motorrollern oder Mopeds eingeführt wurden.

► S. 50
Stromspeicher

3 Mt CO_2
Einsparungen im Jahr 2020 bei Erhöhung des Fahrradverkehrsanteils

0,3 Mt CO_2
Einsparungen im Jahr 2020 bei Einführung von Elektrorollern

Für die Erhöhung des Fahrradanteils schwierig zu bemessen, da die Hauptkosten vor allem durch bauliche Maßnahmen entstehen

Für Elektroroller negativ

Für beide Maßnahmen keine direkte Auswirkung

200 Vgl. City of Copenhagen: Cycle Policy 2002–2012

201 Vgl. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung: Nationaler Radverkehrsplan 2020 (2012)

202 Die CO_2-Emissionen von Elektrorollern hängen vom jeweiligen Strommix ab; für Deutschland betragen sie beim aktuellen Strommix 0,216 g CO_2/km. Mit dem Strommix von 2020 würde ein Wert von 0,176 g CO_2/km erreicht. Demgegenüber belaufen sich die Emissionen von Motorrollern auf 82 g CO_2/km. Vgl. Planetary Engineering Group Earth: 45 km/h Moped CO_2-Emissionen (2007)

203 Vgl. Bundesregierung: Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität, August 2009, S. 6

204 China hat vor allem Nutzungs- und Zulassungsbeschränkungen für Mopeds und Motorroller eingeführt, aufgrund derer Elektroroller als Alternative attraktiver wurden. Vgl. C. R. Cherry et al.: Comparative environmental impacts of electric bikes in China (2009)

205 Steigerung der zurückgelegten Wege mit dem Fahrrad um 5.750 km jährlich

206 Vgl. Kraftfahrt-Bundesamt: Verkehr in Zahlen 2012/13 (2013)

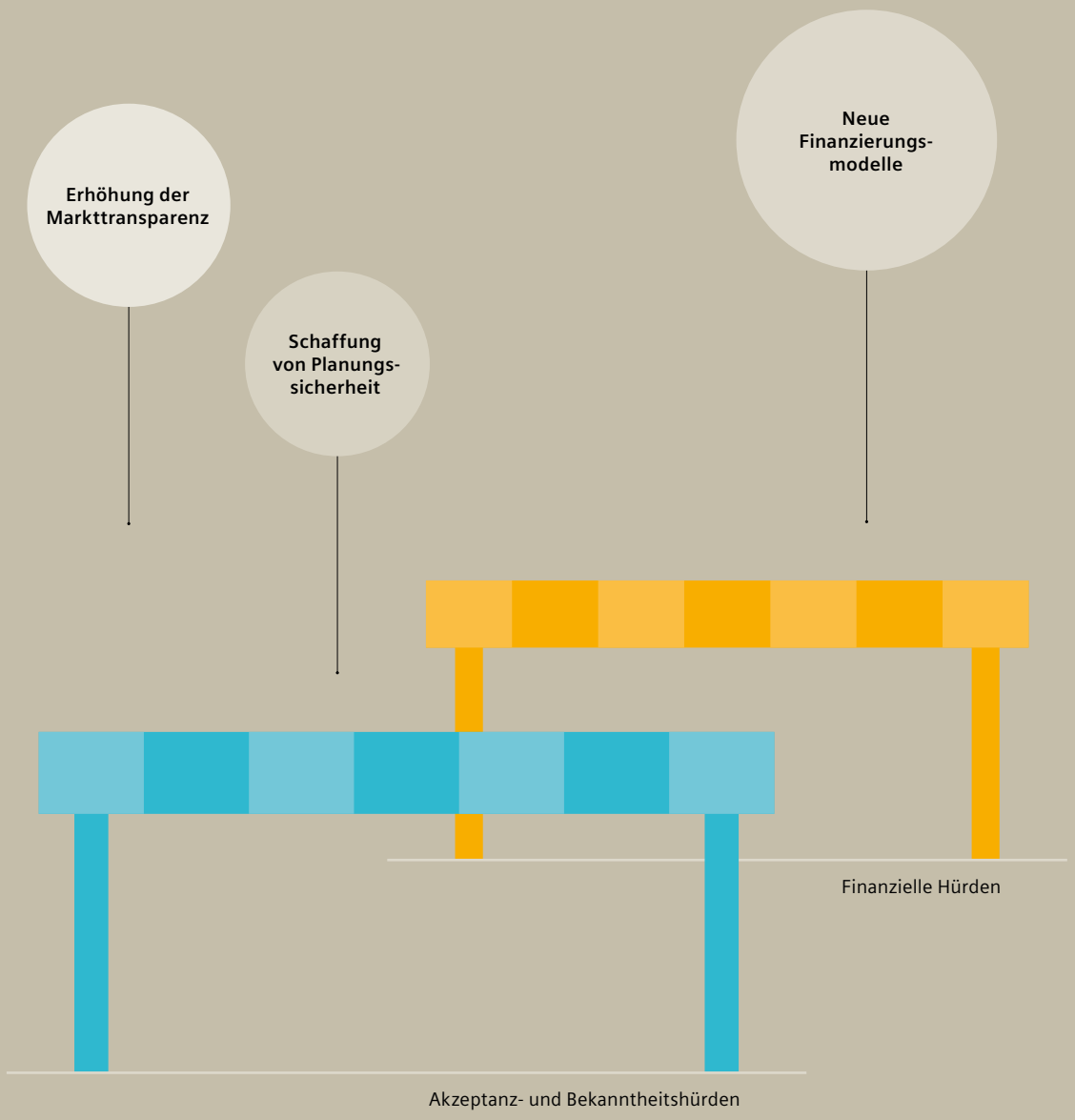
207 Insgesamt würde sich der Treibstoffbedarf um circa 150 Mio. l im Jahr 2020 reduzieren. Hierbei wurden durchschnittliche spezifische CO_2-Emissionen von PKWs von 144 g CO_2/km angesetzt. Vgl. Statistisches Bundesamt: Verkehr in Deutschland (2006)

208 Zudem gibt es keine Aussagen der Stadt Kopenhagen zu den Kosten, die der Ausbau der Fahrradinfrastruktur über die vergangenen Jahre verursacht hat

209 Die Mehrkosten eines Elektrorollers betragen durchschnittlich 500 EUR gegenüber einem herkömmlichen Motorroller oder Moped. Vgl. ADAC: Testberichte Elektroroller und 50-ccm-Motorroller

4. Implementierungs-hürden überwinden

Einige Hindernisse betreffen viele Maßnahmen



Energiewende ohne regulatorische Eingriffe forcieren

4. Implementierungs-hürden überwinden

Das vorhergehende Kapitel zeigt: Die deutsche Energiewende kann bereits durch die Umsetzung von 20 Fallbeispielen vorangetrieben werden. In der Praxis bremst jedoch eine Reihe von Hürden die breite Verwirklichung der Konzepte. So können vor allem die aus wirtschaftlicher Sicht attraktiven Projekte an mangelnder **Akzeptanz und Bekanntheit** scheitern:

- **Mangelndes Bewusstsein:** Dem Investor/Entscheider ist die Höhe des Einsparpotenzials einer Maßnahme nicht bekannt. *Beispiel: integrierte Verkehrsmanagementsysteme, Fahrerassistenzsysteme in U-Bahnen.*

- **Mangelndes Interesse:** Der Entscheider kennt die Potenziale einer Maßnahme, hat aber aus nicht direkt messbaren Gründen (zum Beispiel ästhetische Ansprüche, Gewohnheiten, Priorisierung anderer Projekte) gegenwärtig kein Interesse an einer Umsetzung. *Beispiel: energetische Sanierung bestimmter Häusergruppen, beispielsweise Gründerzeithäuser.*

- **Mangelnde Akzeptanz bei Dritten:** Die Maßnahme stößt auf Widerstand bei (betroffenen) Dritten. *Beispiel: Ausbau der Übertragungsnetze.*

- **Politisch-regulatorische Unsicherheit:** Eine Maßnahme wird aufgrund von Unsicherheiten bezüglich der weiteren regulatorischen Entwicklung nicht angegangen.

- **Mangelnde Fachkompetenz:** Eine Maßnahme kann wegen eines Mangels an Fachkräften nicht (im vollen Umfang) umgesetzt werden. *Beispiel: energetische Gebäudesanierungen.*

Des Weiteren kann eine Reihe **finanzieller Hürden** der Umsetzung einer Maßnahme im Weg stehen. Dies betrifft vor allem Maßnahmen, die sich für den jeweiligen Entscheider nicht direkt rechnen.

- **Prinzipal-Agent-Probleme:** Der Investor/Entscheider profitiert in zu geringem Umfang oder gar nicht von den Vorteilen der Investition. *Beispiel: energetische Sanierung von Mietshäusern*[210].

- **Hohe Transaktionskosten:** Vor der Umsetzung der Maßnahme fallen hohe (Vorab-)Kosten an, zum Beispiel für Informationen, Planung, Abstimmungs- und Entscheidungsprozesse, die in einer Kosten-Nutzen-Rechnung für gewöhnlich nicht berücksichtigt werden. *Beispiel: Markt für temporäre Nachfragereduzierung (»Negawatts«)*.

- **Hohes Risiko:** Eine Maßnahme greift in Kernprozesse ein und wird daher als finanziell riskant eingestuft. *Beispiel: Wärmerückgewinnung in der Glasproduktion durch industrielle Kraft-Wärme-Kopplung*[211].

- **Zu lange Amortisationszeiten:** Die Amortisationszeit ist aus Sicht des Investors/Entscheiders zu lang. Das heißt: Die erforderlichen Investitionen rechnen sich aus seiner Sicht nicht hinreichend schnell. *Beispiel: Transformatoren mit amorphem Kern*.

- **Mangel an Kapital:** Eine Maßnahme ist für einen Investor/Entscheider attraktiv, kann jedoch aus Kapitalmangel nicht angegangen werden. *Beispiel: Teilbereiche der energetischen Gebäudesanierung*.

- **Mangelnder Reifegrad, noch hohe Kosten:** Die Maßnahme ist noch nicht ausgereift, zu teuer oder die Kosten sinken jedes Jahr so stark, dass die Investoren/Entscheider weitere Preissenkungen abwarten. *Beispiel: Stromspeicher.*

Die hier betrachteten Implementierungshürden haben für einzelne Fallbeispiele eine unterschiedliche Relevanz. So ist der Mangel an Akzeptanz die Haupthürde für den Ausbau der Transportnetze. Derweil werden Maßnahmen, welche die Energieeffizienz verbessern, oft nicht implementiert, wenn der Entscheider nicht direkter Nutznießer der Einsparungen ist (Prinzipal-Agent-Problem) oder die Maßnahme zu lange Amortisationszeiten aufweist. Schaubild 6 vermittelt einen Überblick über die Relevanz bestimmter Hürden für einzelne Fallbeispiele. Drei Gruppen von Hürden spielen dabei eine besondere Rolle:

- Mangelndes Bewusstsein, Interesse oder Akzeptanz (von Dritten)
- Zu lange Amortisationszeiten und Mangel an Kapital
- Hohe Transaktionskosten

Aggregierte/ausgewählte Maßnahmengruppen	Akzeptanz- und Bekanntheitshürden					Finanzielle Hürden					
	Mangelndes Bewusstsein	Mangelndes Interesse	Mangelnde Akzeptanz bei Dritten	Politische Unsicherheit	Mangelnde Kompetenz	Prinzipal-Agent-Probleme	Transaktionskosten	Hohes Risiko	Zu lange Amortisations-zeiten	Mangel an Kapital	Maßnahme noch nicht ausgereift/teuer*
Abwärmeverstromung in der Zement- und Glasindustrie	●●				●●		●●	●●	●●	●●	●●
Auktionierungsmechanismen für Windparkprojekte							●●				
Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke				●●					●●	●●	
Dezentrale Stromerzeugung			●●	●●	●●		●●			●●	●●
Markt für temporäre Nachfragereduzierung				●●			●●	●●			
Transformatoren mit amorphem Kern	●●					●●					
Ausbau der Netzinfrastruktur			●●	●●	●●		●●				
Stromspeicher									●● *		●●
Smart Meter				●●					●● *		●●
Antriebe in der Industrie	●●								●●		
Walzwerke	●●	●●					●●	●●	●●		
Energetische Gebäudesanierungen	●●	●●		●●	●●	●●	●●	●●	●●	●●	●●
Wärmepumpen	●●	●●				●●	●●		●●	●●	●●
Haushaltsgeräte	●●	●●					●●		●●		
Integriertes Straßenverkehrsmgmt.	●●	●●	●●				●●		●●	●●	●●
Fahrerassistenzsysteme in U-Bahnen							●●				
LED-Straßenbeleuchtung						●●	●●			●●	
ÖPNV		●●					●●			●●	
Elektrobusse im öffentl. Nahverkehr							●●		●●	●●	●●
Alternative Fortbewegungsmittel							●●				

Verhindert Umsetzung in ●● vielen Fällen ●● manchen Fällen

* Derzeit zu lange Amortisationszeiten; mit Ausreifung der Technologie jedoch erwartungsgemäß keine Umsetzungshürde mehr

Quelle: Experteninterviews; McKinsey

Schaubild 6: Übersicht über die je Fallbeispiel relevanten Umsetzungshürden

Der Blick in andere Länder zeigt viele marktorientierte Ansätze, Geschäftsmodelle oder auch freiwillige Übereinkünfte, mit denen sich die dargestellten Hürden auch ohne direkte regulatorische Eingriffe überwinden lassen. Das dokumentieren ausgewählte Beispiele aus verschiedenen Bereichen:

Mangel an Bewusstsein, Interesse und Akzeptanz von Dritten

Freiwillige Produktkennzeichnungen, zum Beispiel zur Energieeffizienz bestimmter Geräte, oder freiwillige Selbstverpflichtungen, etwa einer Industrie, sind ein weiterer Ansatz, mit dem Bewusstsein und Interesse zum Beispiel von Energieeffizienzmaßnahmen erhöht werden können.

C40-Städteinitiative – international

Ein Beispiel für die Erhöhung von Transparenz und Informationsaustausch über mögliche Maßnahmen und Ansätze ist die **C40-Städteinitiative**[212]. Dieser lose Verbund weltweiter Großstädte dient dem Austausch von Informationen und Fallbeispielen zum Thema Nachhaltigkeit. Die Städte werden zudem von technischen Experten in verschiedenen Bereichen unterstützt.

Energieeffizienz in energieintensiven Industrien – Schweden

Ein Beispiel ist das in Schweden 2005 eingeführte 5-Jahres-Programm zur Verbesserung der Energieeffizienz in energieintensiven Industrien[213]. Im Rahmen freiwilliger Vereinbarungen zwischen Industrie und Regierung wurde das Ziel gesetzt, insbesondere den Stromverbrauch in energieintensiven Industrien zu reduzieren. Bis Ende 2009 sollten Einsparungen von 0,6 TWh pro Jahr realisiert werden. Energieintensive Unternehmen erhielten im Rahmen des Programms einen Steuerfreibetrag von 0,55 EUR / MWh, wenn die Energieeffizienz bestimmte Niveaus erreichte. Das Ziel wurde übertroffen: So konnten bis 2009 durchschnittlich 1,45 TWh Strom eingespart werden.

Vereinbarungen zur Verbesserung der Energieeffizienz – Niederlande

In den Niederlanden hat die Regierung im Rahmen ihrer Energiepolitik seit 1992 mit Unternehmen, Institutionen und Kommunen in vielen Bereichen mehrjährige Vereinbarungen zur Verbesserung der Energieeffizienz getroffen[214]. Diese betreffen verschiedene Sektoren und befassen sich mit Maßnahmen, die auch in dieser Studie diskutiert werden, wie etwa die verbesserte Abwärmenutzung in der Industrie, die vermehrte Verbreitung von LED-Leuchten oder die Etablierung spezieller Energiesparmaßnahmen im Gebäudebereich.

Zu lange Amortisationszeiten und hohe Transaktionskosten

Wirtschaftlich bewertet, weist eine Reihe der diskutierten Fallbeispiele interne Zinsfüße oder Amortisationszeiten auf, die aus der Perspektive des Entscheiders unattraktiv sind. In der Folge werden zum Beispiel Wärmepumpen oder auch LED-Straßenleuchten daher nicht umfassend umgesetzt. Dies kann zum einen daran liegen, dass der Entscheider über ein Portfolio an Projekten mit höheren Renditeversprechen verfügt, die die vorhandenen Kapitalressourcen binden. Zum anderen kann es sein, dass der Entscheider die Höhe der Einsparungen nicht genau kennt.

Energiespar-Contracting – Deutschland

Im derzeitigen Umfeld versprechen die Zinsraten an Kapitalmärkten geringe Renditen. Vor diesem Hintergrund könnten jedoch Maßnahmen mit längeren Amortisationszeiten für Unternehmen mit der entsprechenden Expertise interessant sein und sich zu neuen Geschäftsmodellen entwickeln. Ein Modell ist das im Rahmen der Fallbeispiele zu effizienten Antrieben in der Industrie diskutierte Energiespar-Contracting (siehe Fallbeispiel j).

▶ S. 55
Antriebe in der Industrie

»Pay As You Save« – Großbritannien

Einen ähnlichen Ansatz verfolgt das Programm »Pay As You Save«[215] in Großbritannien. Es schafft einen neuen Markt für Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor und baut Transaktionshürden ab, die durch Unkenntnis über zu erwartende Einsparungen bedingt sind. Im Rahmen dieses Programms werden kostenlos Gutachten mit Empfehlung geeigneter Maßnahmen zum Energiesparen erstellt. Die Realisierung der empfohlenen Maßnahmen wird mit bis zu 20.000 GBP finanziert. Der Kredit wird über die Energieeinsparungen abbezahlt. Dabei wird garantiert, dass die Einsparungen die Tilgungen übersteigen.

»Green Deal« – Großbritannien

Ein weiterer Ansatz ist der Ende 2012 in Großbritannien etablierte »Green Deal«[216]. Diese Initiative zur Förderung der Energieeffizienz in Haushalten will Hürden durch unattraktiv erscheinende Amortisationszeiten und mangelndes Interesse im Privatkundenbereich durch einen neuen Markt mit einem neuen Geschäftsmodell abbauen. Dazu werden die Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz zunächst ohne Kosten für den Besitzer oder Mieter in Wohnimmobilien installiert. Die Anschaffungskosten werden anschließend über einen bestimmten Zeitraum über die Stromrechnung verrechnet. Im Unterschied zu einem herkömmlichen Kredit sind die Maßnahmen an das Haus gekoppelt. Bei einem Eigentümer- oder Mieterwechsel werden sie auf den neuen Eigentümer oder Mieter übertragen. So wird die Planungssicherheit erhöht und sichergestellt, dass sich die Maßnahme über die volle Lebenszeit amortisieren kann.

Die Analyse der Fallbeispiele im Rahmen dieser Studie zeigt: Es gibt eine Reihe von Optionen, die deutsche Energiewende erfolgreicher zu gestalten. Bereits die Umsetzung der Erkenntnisse aus 20 Fallbeispielen könnte einen messbaren Beitrag zum Erreichen der formulierten Ziele leisten: Im Jahr 2020 könnten damit in Summe bis zu circa 60 Mio. t CO_2 eingespart werden. Das entspricht einer Minderung um 5 Prozentpunkte gegenüber den Emissionen des Referenzjahres 1990. Insgesamt summiert sich das Potenzial aus der Umsetzung aller Maßnahmen im Jahr 2020 auf bis zu 14,5 Mrd. EUR[217].

Gleichzeitig könnte die Versorgungssicherheit messbar verbessert werden: durch den Ausbau der Transportnetze oder durch die Erhöhung der effektiven Reservemarge, zum Beispiel über die Schaffung eines Markts für temporäre Nachfragereduzierung.

Es gibt viele unternehmerische Ansätze, um die Umsetzung der Fallbeispiele dieser Studie und damit das Gelingen der Energiewende voranzutreiben. Einige der hier betrachteten Ansätze, darunter auch marktorientierte wie das Energiespar-Contracting, sind auch in Deutschland schon länger Gegenstand der Debatte, bisher aber nur in Ansätzen etabliert.

Wie sich einzelne Maßnahmen konkret auswirken und zu welchem Grad die Ziele der Energiewende erreicht werden, hängt auch von der Entwicklung bestimmter Parameter ab: So würde zum Beispiel eine 25-prozentige Senkung des bis 2020 unterstellten Gaspreises dazu führen, dass mehr Strom aus Gas und weniger aus anderen fossilen Energieträgern produziert würde. Als Folge würden die CO_2-Emissionen im Stromsektor in Europa um circa 70 Mt und in Deutschland um circa 20 Mt pro Jahr sinken. Gleichzeitig würde der Großhandelspreis für Strom in Deutschland um circa 10 % sinken.

Die gewählten Maßnahmen sollten daher gegenüber solchen Änderungen robust oder flexibel anpassbar sein. Marktorientierte Ansätze sind hier attraktiv, da sie keine starren Ziele vorgeben, sondern den Wettbewerb um innovative Ideen fördern. Zudem wird durch marktorientierte Ansätze die Verantwortung für die Energiewende nicht allein der Politik aufgebürdet.

Was für einzelne Maßnahme gilt, trifft auch auf die Energiewende als Gesamtvorhaben zu: Um ihr Gelingen zu sichern, sollte der Fortschritt regelmäßig mit der Entwicklung von wichtigen Parametern wie den Energiepreisen abgeglichen werden, um rechtzeitige Anpassungen zu ermöglichen. Zudem sind stabile und verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen wesentlich, um Investitionssicherheit für Unternehmen – im Rahmen der üblichen unternehmerischen Risiken – sicherzustellen. Dies ist insbesondere in der aktuellen Umbauphase des Stromsystems unerlässlich.

210 Durch eine energetische Sanierung eines Gebäudes sinkt die sogenannte Warmmiete, da Mieter weniger Heizkosten zu tragen haben. Vermieter können allerdings die Kosten für die Sanierung nicht in vollem Umfang an die Mieter weitergeben

211 Bei der Nutzung der Abwärme über einer Glasschmelze bestand bisher das Risiko von Verwirbelungen in der Glasschmelze, was negative Auswirkungen auf die Glasqualität haben konnte

212 C40-Städteinitiative (www.c40cities.org)

213 Vgl. Institute for Industrial Productivity: Sweden Programme for Improving Energy Efficiency in Energy Intensive Industries (2012)

214 Mehrjahresvereinbarungen (»MJA 1«, »MJA 2«, »MJA 3«); vgl. zum Beispiel http://www.iea.org/policiesandmeasures/energyefficiency /?country=Netherlands

215 Energy Saving Trust, zum Beispiel http://www.energysavingtrust.org.uk

216 Green Deal UK (www.greendealinitiative.co.uk). Da das Programm erst Anfang 2013 gestartet wurde, konnte zum Zeitpunkt der Drucklegung dieses Berichts noch keine Aussage über den Erfolg getroffen werden. Presseartikel deuten jedoch auf einen gelungenen Start hin (vgl. zum Beispiel The Guardian: More than 1,800 green deal assessments lodged in first month, 14.3.2013)

217 Maßnahmen, die volkswirtschaftliche Mehrkosten verursachen, etwa dezentrale Stromerzeugung, sind hier nicht berücksichtigt

Glossar

Bruttostromerzeugung

Stromerzeugung, die den Eigenverbrauch der Kraftwerke (zum Beispiel für Antrieb von Pumpen, Steuerungssystemen) sowie die Netzverluste (zum Beispiel bei der Übertragung) beinhaltet

CO_2

Kohlenstoffdioxid, ein Treibhausgas

CO_2e

Kohlenstoffdioxid-Äquivalent, das heißt Kennzahl für die Intensität eines Treibhausgases, gemessen an der Treibhauswirkung von Kohlendioxid, zum Beispiel 21 für CH_4 (Methan), 310 für N_2O (Lachgas)

EEG

Erneuerbare-Energien-Gesetz

EEX

European Energy Exchange

EU ETS

EU Emissions Trading Scheme – europäisches Emissionshandelssystem für CO_2-Zertifikate

EUR

Euro

Gt

Gigatonne(n), das heißt eine Milliarde [10^9] Tonnen

GuD

Gas- und Dampfkraftwerk

GW

Gigawatt, das heißt eine Milliarde [10^9] Watt

GWh

Gigawattstunde(n), das heißt eine Million [1.000.000] kWh

kboed

kilo barrel of oil equivalent per day, Einheit zur täglichen Fördermenge von Öl oder Gas

kW

Kilowatt, das heißt tausend [1.000] Watt

kWh

Kilowattstunde(n)

KWK

Kraft-Wärme-Kopplung

mmbtu

Million british thermal units; 1 mmbtu entspricht 293 kWh

Mt

Megatonne(n), das heißt eine Million [1.000.000] Tonnen

MW

Megawatt, das heißt eine Million [1.000.000] Watt

MWh

Megawattstunde(n), das heißt tausend [1.000] kWh

PJ

Petajoule, das heißt eine Billiarde [10^{15}] Joule

Referenzjahr

Basisjahr, zum Beispiel zur Messung der erreichten Reduzierung entlang eines bestimmten Parameters (1990 für CO_2-Emissionen, 2008 für Primärenergieverbrauch oder Bruttostromverbrauch)

Referenzpfad

Beschreibt eine unter Berücksichtigung historischer und aktueller Entwicklungen und der gegenwärtigen Gesetzeslage plausible Entwicklung wesentlicher Parameter, zum Beispiel volkswirtschaftliches Wachstum, Bruttostrom- oder Primärenergieverbrauch oder das Niveau der CO_2-Emissionen, im Falle dieser Studie bis 2020

t

Tonne(n)

Treibhausgas

Treibhausgas im Sinne des Kyoto-Protokolls, das heißt CO_2 (Kohlendioxid), CH_4 (Methan), N_2O (Lachgas), HFC/PFC (Fluorkohlenwasserstoffe) und SF_6 (Schwefelhexafluorid)

TWh

Terawattstunde(n), das heißt eine Milliarde [10^9] kWh

USD

US-amerikanischer Dollar

Vermeidungskosten in EUR/t CO_2

Zusätzliche Kosten (beziehungsweise Ersparnisse), die sich durch den Einsatz einer Technologie mit geringerer Treibhausgasintensität gegenüber dem jeweils vorherrschenden Stand der Technik ergeben (ohne Berücksichtigung von Sekundäreffekten aus volkswirtschaftlicher Sicht)

Vermeidungspotenzial in Mt CO_2e

Potenzial zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen, das sich durch die ambitionierte, aber in der Praxis realisierbare Umsetzung eines Vermeidungshebels ergibt

(Aus Entscheidersicht) wirtschaftliche Maßnahme oder wirtschaftliches Fallbeispiel

Vermeidungshebel, bei dessen Umsetzung für den Entscheider unter Berücksichtigung der jeweiligen Amortisationszeiträume und Diskontierungsraten Einsparungen entstehen

Anhang

Wesentliche Daten und Annahmen zum Referenzpfad

Kernindikator	2012 [218]	2020	Ziel Bundesregierung 2020 [219]
CO_2-Emissionen, Mt CO_2	931	850	740
Primärenergiebedarf, PJ	13.730	12.750	11.454
Bruttostromverbrauch, TWh	594	610	553
Nettostromverbrauch, TWh	541	571	K.A.
BIP-Wachstum, Prozent	0,7	1,6	K.A.

Weitere Daten und Annahmen zum Referenzpfad

Indikator	2013[220]	2020
Kohlepreis, EUR/MWh	9	12
Gaspreis, EUR/MWh	27	28
Ölpreis, EUR/GJ	16	16
CO_2-Preis, EUR/t CO_2	3	17
Wholesale-Strompreis, EUR/MWh	39	56
CO_2-Intensität des deutschen Strommix, g CO_2/kWh	576	440
Anzahl der Wärmepumpen, Mio.	0,5	1
Anteil erneuerbarer Energien an Bruttostromerzeugung, Prozent	22	39

218 CO_2-Emissionen: Umweltbundesamt; Primärenergiebedarf, Bruttostromverbrauch: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen; Nettostromverbrauch: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Wert für 2012); BIP-Wachstum: Statistisches Bundesamt

219 Ziele der Bundesregierung laut Energiekonzept, 2010

220 Kohlepreis (ARA Coal Future, Juni 2013), Gaspreis, CO_2-Preis, Wholesale-Strompreis (Forward 2014): EEX (alle Werte für den Handelstag 13.5.2013); Ölpreis (Brent): Bloomberg; CO_2-Intensität des deutschen Strommix: Umweltbundesamt, Wert für 2012; Wärmepumpen: EHPA, European Heat Pump Statistics (2012), Wert für 2011; Anteil erneuerbarer Energien an Bruttostromerzeugung: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, vorläufiger Wert für 2012

Impressum

Herausgeber

Siemens AG, Corporate Communications
and Government Affairs,
Wittelsbacherplatz 2, 80333 München

www.siemens.com

Die Erarbeitung des Berichts wurde
durchgeführt von McKinsey & Company.

Bildbearbeitung, Grafik, Layout:
hw.design GmbH, München

Druck: Wünsch Offset-Druck GmbH,
Neumarkt

Die Rechte an allen Fotos liegen
bei der Siemens AG.

© 2013 Siemens AG, Berlin und München.
Alle Rechte vorbehalten.
Jedwede Verwendung dieser Studie
ohne ausdrückliche Genehmigung
durch McKinsey & Company
und Siemens ist untersagt.

McKinsey&Company SIEMENS

McKinsey&Company SIEMENS